ရေပိုင်းကဏ္ဍ - ဆိပ်ခံတံတားတည်ဆောက်ရေးလုပ်ငန်း

၈။ ဆိပ်ခံတံတားကိုအောက်တွင်ဖော်ပြမည့် ကျွမ်းကျင်မှုဆိုင်ရာအချက်အလက်များအား အခြေခံ၍တံတား တည်ဆောက်မည့်လုပ်ငန်းခွင်ကမ်းခြေနှင့် ရေပြင်၏ရေအတိမ်အနက်အနေအထားအရ ကျွမ်းကျင်မှုနည်းပညာဆိုင်ရာ ဒီဇိုင်းပုံစံ (Technical Conceptual Design) ရေးဆွဲလျက် မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင်က သတ်မှတ်ပေးမည့် Jetty Frontage Line အတိုင်း တည်ဆောက်မည်ဖြစ်ပါသည်။

၉။ **ဆိပ်ခံတံတား၌ ဆိုက်ကပ်မည့်သင်္ဘောအချက်အလက်**

Gas Carrier

GRT (Gross Registered Tonnage)	= GRT ၁၀,၀၀၀
(သယ်ဆောင်နိုင်စွမ်း ဝမ်းတွင်းထုထည်)	(၂၈၃၀၀ကုဗမီတာ = ၁,၀၀၀,၀၀၀ ကုဗပေ)
LOA (စုစုပေါင်းအလျား)	= ၁၄၄ မီတာ
Breadth (ဝမ်းအကျယ်)	= ၂၃.၁ မီတာ
Full-Loaded Draft (ဝန်ပြည့်ရေစူး)	= ၉.၀ မီတာ
Laden Free Board (ဝန်ပြည့်ချိန်ရေပြင်ထက်ဝမ်းအမြင့်)	= ၃.၉ မီတာ

မှတ်ချက်။ LPG Vessel Gas Carrier များ၏ ဝန်သယ်ဆောင်နိုင်စွမ်းကို DWT ဖြင့် ပြသလေ့မရှိဘဲ GRT နှင့်သာ ဖော်ပြလေ့ရှိသည်။

Product and Chemical Tanker

DWT (Deadweight Tonnage) ဝန်အလေးချိန်	= ၂၀,၀၀၀
LOA (စုစုပေါင်းအလျား)	= ၁၇၄.၀ မီတာ
Breadth (ဝမ်းအကျယ်)	= ၂၄.၅ မီတာ
Full-Loaded Draft (ဝန်ပြည့်ရေစူး)	= ၉.၈ မီတာ (လောလောဆယ်ကာလတွင် ရေစူး ၉.၀ မီတာအထိသာဝန်တင်၍ ဝင်ရောက်ခွင့်ရှိမည်)

အနာဂါတ်ကာလရေလမ်းများကို တိုးချဲ့ပြုပြင်ပြီးသောအချိန်၌ မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင်က ခွင့်ပြုဖွယ်ရှိသော ပင်လယ်ကူးသင်္ဘောအရွယ်အစား (ဥပမာ - DWT ၃၀၀၀၀ မှ ၃၅၀၀၀) အတွက် ရည်မှန်း၍ အောက်ပါသင်္ဘော အရွယ်အစားဆိုက်ကပ်နိုင်ရန် တည်ဆောက်မည်ဖြစ်ပါသည်။

Gas Carrier

CRT (Gross Registered Tonnage)	= GRT ၁၅,၀၀၀
(သယ်ဆောင်နိုင်စွမ်း ဝမ်းတွင်းထုထည်)	(၄၂၄၅၀ကုဗမီတာ = ၁,၅၀၀,၀၀၀ ကုဗပေ)
LOA (စုစုပေါင်းအလျား)	= ၁၆၄ မီတာ
Breadth (ဝမ်းအကျယ်)	= ၂၆.၁ မီတာ
Full-Loaded Draft (ဝန်ပြည့်ရေစူး)	= ၁၀.၁ မီတာ
Laden Free Board (ဝန်ပြည့်ချိန်ရေပြင်ထက်ဝမ်းအမြင့်)	= ၄.၈ မီတာ

Oil Tanker (တိုးချဲ့လုပ်ငန်းအဖြစ်စက်သုံးဆီများပို့ဆောင်ရန်လိုအပ်လာပါက ဆိုက်ကပ်နိုင်ရန်)

DWT (Deadweight Tonnage) ဝန်အလေးချိန် = ၃၀,၀၀၀

LOA (စုစုပေါင်းအလျား) = ၁၈၅.၀ မီတာ

Breadth (ဝမ်းအကျယ်) = ၂၈.၃ မီတာ

Full-Loaded Draft (ဝန်ပြည့်ရေစူး) = ၁၀.၉ မီတာ

Laden Free Board (ဝန်ပြည့်ချိန်ရေပြင်ထက်ဝမ်းအမြင့်)= မီတာ

Product and Chemical Tanker

DWT (Deadweight Tonnage) ဝန်အလေးချိန် = ၃၀,၀၀၀

LOA (စုစုပေါင်းအလျား) = ၁၈၈.၀ မီတာ

Breadth (ဝမ်းအကျယ်) = ၂၈.၀ မီတာ

Full-Loaded Draft (ဝန်ပြည့်ရေစူး) = ၁၀.၈ မီတာ

Laden Free Board (ဝန်ပြည့်ချိန်ရေပြင်ထက်ဝမ်းအမြင့်) = ၃.၉ မီတာ

တည်ဆောက်မည့်ဆိပ်ခံတံတား၏ Layout Plan

၁၀။ သီလဝါကမ်းနားဒေသမြေကွက်(၂၂)၌ ထူထောင်မည့် LPG ဓါတ်ငွေ့ရည်ဆိပ်ကမ်း GAECL - LPG Port Terminal အတွက် လိုအပ်သောဆိပ်ခံတံတားကို တည်ဆောက်ရာတွင် Preliminary Stage Conceptual Design (ရှေ့ပြေးအဆင့်နည်းပညာဆိုင်ရာဒီဇိုင်း) ကို မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင်က ၂၀၁၀ ခု၊ ဧပြီလနှင့်မေလအတွင်း တိုင်းတာမှတ်တမ်းတင်ထားသည့် P.S No. 30 - 2010 (Soundings between Thilawa Plots No.14 to 33) နှင့် သီလဝါဆိပ်ကမ်းမြေကွက် (၂၀)၊ (၂၁) နှင့် (၂၂) တို့အား ၂၀၁၂ ခု ဒီဇင်ဘာလနှင့် ၂၀၁၃ ခု၊ ဇန်နဝါရီလအတွင်းက တိုင်းတာထားသော ကုန်းမြေအနိမ့်အမြင့်၊ ရေပြင်အတိမ်အနက် (Sounding) အသေးစိတ်ပုံတို့ကို အခြေခံလျက်ရေးဆွဲထားပါသည်။ ဖော်ပြပါ မြေပြင်အနိမ့်အမြင့်၊ ရေပြင်အတိမ်အနက်တိုင်းတာချက်မှတ်တမ်းပုံဟို့ကို ပူးတွဲပုံစံ-(၃)(က)(၁) နှင့် (ဂ) တို့အဖြစ်တင်ပြထားပါသည်။

၁၁။ ရှေ့ပြေးအဆင့်နည်းပညာဆိုင်ရာဒီဇိုင်းအနေဖြင့် အဆိုပြုဆိပ်ခံတံတား၏ရှေ့မျက်နှာစာမျဉ်း (Jetty Frontage Alignment) ကို သီလဝါကမ်းနားဒေသဆိပ်ခံတံတားများအတွက် မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင်က ရွေးချယ်သတ်မှတ်ထားသော Wharf/ Jetty Frontage Line အတိုင်းတည်ဆောက်မည်ဖြစ်ပါသည်။

၁၂။ ဆိပ်ကမ်းမြေကွက်တစ်ခုစီ၏ ရှေ့မျက်နှာစာရေပြင်အကျယ်မှာ Nominal ၂၀၀ မီတာစီရှိမည်ဖြစ်ရာ တည်ဆောက်မည့်ဆိပ်ခံတံတားကို ယေဘူယျအားဖြင့် ဆိပ်ခံတံတားတစ်ခုချင်းအနည်းဆုံး ၁၀.၀ မီတာကွာစေရန် Boundary Line တစ်ဖက်တစ်ချက်၌ ၅ မီတာစီချန်လှပ်၍ ဆိပ်ခံအလျားကို အများဆုံး ၁၉၀ မီတာသာတည်ဆောက်မည်ဖြစ်ပါသည်။ တည်ဆောက်မည့်ဆိပ်ခံတံတား၏ Layout Plan ကို ပူးတွဲပုံစံ-၄ အဖြစ်တင်ပြပါသည်။

ဆိပ်ခံတံတား၌ကုန်စည်ကိုင်တွယ်ရန်လျာထားမှု

၁၃။ တည်ဆောက်ထူထောင်မည့်ဆိပ်ကမ်းတွင် အဓိကကုန်စည်အဖြစ် LPG ဓါတ်ငွေ့ရည်ကို ကိုင်တွယ်ရန် လျာထားပါသည်။ LPG ဓါတ်ငွေ့ရည်အပြင် လုပ်ငန်းနှင့်ဆက်နွယ်နေသော အခြားလုပ်ငန်းသုံးပစ္စည်းကုန်စည်နှင့် အထွေထွေကုန်စည် (General Cargo) အချို့ကိုလည်း ကိုင်တွယ်ရန်ရည်ရွယ်ပါသည်။ နောင်အနာဂါတ်ကာလတွင်

တိုးတက်ဖွံ့ဖြိုးလာမည့်ပင်လယ်ရေကြောင်းကုန်သွယ်မှုစီးပွားရေးကဏ္ဍ၏လိုအပ်ချက်အရ LPG ဓါတ်ငွေ့ရည်ကုန်စည်မျိုးတူ အခြားကုန်စည်အချို့ကိုလည်း ကိုင်တွယ်ရန်မျှော်မှန်းထားပါသည်။

ကုန်ကိုင်တွယ်ပို့ဆောင်မည့်နည်းစနစ်များ

၁၄။ LPG ဓါတ်ငွေ့ရည်တို့ကို အဓိကထားကိုင်တွယ်မည့်အဆိုပြုဆိပ်ကမ်းတွင် အောက်ဖော်ပြပါ ကုန်ကိုင်တွယ်ပို့ဆောင်မည့်နည်းစနစ်တို့ကို အချိန်အခါခေတ်ကာလ၏ ဈေးကွက်လိုအပ်ချက်အရ ကျင့်သုံးရန်ရည်ရွယ်ထားပါသည်-

(က) LPG ဓါတ်ငွေ့ရည်များကို LPG ဓါတ်ငွေ့ရည်သင်္ဘော (Gas Carrier) မှ ဆိပ်ကမ်းကျောထောက်နောက်ခံလွင်ပြင်ရှိ LPG Tank Farm အသီးသီးသို့ Pipe Network & Pumping System ဖြင့်တင်ပို့ခြင်း။

(ခ) LPG ဓါတ်ငွေ့ရည်များကို Tank Farm မှ ပြန်လည်ဖြန့်ဖြူးရာတွင် ဆိပ်ခံတံတားကပ်ရေယာဉ်များသို့ Pipe Network & Pumping System ဖြင့်သီးခြားပို့ဆောင်ခြင်း။

(ဂ) LPG ဓါတ်ငွေ့ရည် Tank Farm မှ ဓါတ်ငွေ့ရည်များကို Pumping Stations မှတဆင့် Cylinders များအတွင်းသို့ဖြည့်သွင်းပြီး မော်တော်ယာဉ်များဖြင့် လိုရာဈေးကွက်သို့ပို့ဆောင်ဖြန့်ဖြူးခြင်း။

(ဃ) ဓါတ်ငွေ့ရည်ဖြည့်သွင်းပြီးသော Cylinders များကို Pumping Stations မှ ဆိပ်ခံတံတားသို့ပို့ဆောင်ရေးမော်တော်ယာဉ် Transportation Vehicle များဖြင့်ပို့ဆောင်၍ ရေယာဉ်များဖြင့်ဖြန့်ဖြူးခြင်း။

(င) လုပ်ငန်းသုံးပစ္စည်း၊ ကိရိယာများနှင့် အထွေထွေကုန်စည်အချို့အား ဆိပ်ခံတံတားနှင့်ကျောထောက်နောက်ခံကုန်စည်လွင်ပြင်အကြား ပို့ဆောင်မှုကိုသမရိုးကျဆိပ်ကမ်းသုံး Terminal Tractors & Trailers/ Prime Mover & Semitrailors တို့ဖြင့် ဆောင်ရွက်ခြင်း။

ကုန်စည်များကိုင်တွယ်ရန်ထားရှိမည့် ကုန်ကိုင်တွယ်စက်ကိရိယာများနှင့် ကုန်စည်ပို့ဆောင်ရေးယာဉ်များ

၁၅။ ဖော်ပြပါ ကုန်ကိုင်တွယ်ပို့ဆောင်မည့်နည်းစနစ်များကို ကျင့်သုံးနိုင်ရန်အတွက် ဆိပ်ခံတံတား၌ထားရှိအသုံးပြုရန်လျာထားသော ကုန်ကိုင်တွယ်စက်ကိရိယာများနှင့် ကုန်ပို့ဆောင်ရေးယာဉ်များကို အောက်တွင် ဖော်ပြထားပါသည်-

(က) ကုန်စည်ကိုင်တွယ်စက်ကိရိယာများ (Cargo Handling Equipment)

(၁) Wharf-side Multipurpose Portal Crane ဆိပ်ခံထိပ်သုံးဘက်စုံကုန်စည်ကိုင်တွယ်ဝန်ချီစက်- ၁ စုံ (သံလမ်းပြေးလျှပ်စစ်ဓါတ်အားဖြင့် မောင်းနှင်ကိုင်တွယ်သည့် ၃၆-တန်စွမ်းအားရှိ ဝန်ချီစက်) အထွေထွေကုန်စည် (General Cargo)၊ စုပြုံဝမ်းဖြည့်ကုန်စည်ခြောက် (Dry Bulk Cargo) နှင့် ကုန်သေတ္တာကုန်စည်(Containerised Cargo) ၃-မျိုးကို ကိုင်တွယ်နိုင်စွမ်းရှိသည်။ (စီမံကိန်းပထမအဆင့်)

(၂) Conventional Mobile Crane - သမရိုးကျသုံးရာဘာတာယာဘီးတပ်ဝန်ချီစက် - တန် ၅၀ ဦးမ်းအား - ၁ စီး (စီမံကိန်းပထမအဆင့်)

(၃) ပင်လယ်ကူးသင်္ဘောများပါ ကုန်တင်ဝန်ချီစက် (Ship Derrick) (သို့မဟုတ်) ကုန်စည်ကိုင်တွယ်သည့်စက်ကိရိယာများ၊ (သင်္ဘောများ၌ပါလာသည့်စက်ကိရိယာများဖြစ်၍ ဆိပ်ကမ်း၌ထားရှိရန်မလိုအပ်ပါ)

(ခ) ကုန်စည်ပို့ဆောင်ရေးစက်ကိရိယာများနှင့်ယာဉ်များ (Cargo Conveying Equipment & Cargo Transporting Vehicles)

(၁) LPG ဓါတ်ငွေ့ရည်များပို့ဆောင်ရေးတွင် သင်္ဘောနှင့်ကျောထောက်နောက်ခံ လွင်ပြင်ရှိ စားသုံးဆီသိုလှောင်ကန်များအကြား ဆီစုပ်တင်စွမ်းအားဖြင့်ပို့ဆောင်မည့်ပိုက်လိုင်းကွန်ယက် (Piping Network) ကို တပ်ဆင်အသုံးပြုမည်ဖြစ်ပါသည်။

(၂) LPG ဓါတ်ငွေ့ရည်စီလင်ဒါများနှင့် အထွေထွေကုန်စည်များပို့ဆောင်ရန် သမရိုးကျပို့ဆောင်ရေး ကုန်သယ်မော်တော်ယာဉ်များထားရှိ အသုံးပြုပါမည်။ (H-40 Series Truck ကုန်သယ် မော်တော်ယာဉ် (3 Axles, 10 wheels) ကုန်+ယာဉ်အလေးချိန် ၄၀ မက်ထရစ်တန်)

(၃) ရှည်လျားသောကုန်စည်များနှင့် ကုန်စည်ဖြည့်ထားသောကုန်သေတ္တာများကိုပို့ဆောင်ရန် ၂၀-ပေစံနှုန်း ကုန်သေတ္တာသယ်ယာဉ်များကဲ့သို့သော ဝန်ဆွဲယာဉ်နောက်တွဲယာဉ်များထားရှိအသုံးပြုပါမည်။ (Terminal Tractor & Trailers, Prime Mover & Semitrailers ဆိပ်ကမ်းသုံးဝန်ဆွဲယာဉ်နှင့် နောက်တွဲယာဉ်

ယင်းကုန်ကိုင်တွယ်စက်ကိရိယာကြီးများနှင့် ကုန်ပို့ဆောင်ရေးယာဉ်များ၏ စံချိန်စံညွှန်းများကို <u>**နောက်ဆက်တွဲ(က)**</u> ၌ ဖော်ပြထားပါသည်။

တည်ဆောက်မည့်ဆိပ်ခံတံတား၏အလေးဝန်ခံနိုင်စွမ်း (Vertical Loadings on Jetty)

၁၆။ ဆိပ်ခံတံတား R.C Jetty ၏အလေးဝန်ခံနိုင်စွမ်းကို အထက်၌ဖော်ပြထားသောကုန်ကိုင်တွယ်စက်ကိရိယာများနှင့်ကုန်ပို့ဆောင်ရေးယာဉ်များအပြင် ဓါတ်ငွေ့ရည်ပို့ဆောင်မှုသုံးပိုက်လိုင်းများ၏အလေးဝန်များကို ခံနိုင်စွမ်းရှိအောင် ဒီဇိုင်းပြုစုတည်ဆောက်မည်ဖြစ်ပါသည်။ ယင်းအလေးဝန်များကို <u>**နောက်ဆက်တွဲ(က)**</u> ၌ ဖော်ပြထားပါသည်။

ရာသီဥတုဆိုင်ရာသဘာဝဆိုင်ရာဝန်းကျင်အခြေအနေ (Climatic Environmental Conditions)

၁၇။ သီလဝါကမ်းနားဒေသနှင့် ရန်ကုန်မြစ်ဝှမ်းဒေသတို့၏ <u>**နောက်ဆက်တွဲ(ခ)**</u>ပါ ရာသီဥတုဆိုင်ရာသဘာဝဝန်းကျင် အခြေအနေများကို ဆိပ်ကမ်းထူထောင်ရာတွင် ထည့်သွင်းစဉ်းစား၍ ဒီဇိုင်းပြုစုတည်ဆောက်မည်ဖြစ်ပါသည်။

ရှေ့ပြေးအဆင့် ဆိပ်ခံတံတား၏နည်းပညာဆိုင်ရာဒီဇိုင်းပုံစံ Preliminary Stage Conceptual Design of Jetty)

၁၈။ အထက်စာပိုဒ်(၁၁) နှင့် (၁၂) တို့တွင် ရှင်းလင်းတင်ပြထားသည့်အတိုင်း မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင်က ရွေးချယ်သတ်မှတ်ထားသော Wharf/Jetty Frontage Line ကို အခြေတည်လျက် ရှေ့ပြေးအဆင့်ဆိပ်ခံတံတား၏ နည်းပညာဆိုင်ရာဒီဇိုင်းပုံစံကို ရေးဆွဲပြုစုထားပါသည်။

၁၉။ ယင်းအဆိုပြုရှေ့ပြေးဆိပ်ခံတံတား၌ ရှေ့မျက်နှာစာရေပြင်တစ်လျှောက်တွင် ရေစစ်အောက်ရေအနက်ကို ၁၂.၀ မီတာဝန်းကျင်နှင့်အထက်ထားရှိပြီး ရှေ့ဆိပ်ခံ (Quay Apron) ကိုအလျား ၁၈၅ မီတာ × အကျယ်၂၆.၀မီတာ အနည်းဆုံးထားရှိ၍ Dolphing Type R.C Jetty ကို ရေးဆွဲအဆိုပြုထားပါသည်။ ကိုင်တွယ်မည့်ကုန်စည် LPG ဓါတ်ငွေ့ရည်ဖြစ်သဖြင့် ရှေ့ဆိပ်ခံ၏အကျယ်ကို ၂၆.၀ မီတာသာထားရှိပြီး ရှေ့ဆိပ်ခံအလယ်ပိုင်း ၅၃.၀ မီတာအရှည်အား ဘေးအစွန် Dolphin (သင်္ဘောဆိုက်ကပ်ကြိုးချည်စင်) ၂ခုနှင့် အလျား ၂၂.၀ မီတာ×အကျယ် ၁၀.၀မီတာရှိ

ဆိပ်ခံဆက်စပ်ပိုင်း ၂ခုဖြင့် ဆက်သွယ်တည်ဆောက်မည်ဖြစ်ပါသည်။ သင်္ဘော Dolphin တစ်ခုစီ၏အရွယ်မှာ အလျား ၄၄.၀ မီတာ×အကျယ် ၂၆.၀ မီတာဖြစ်၍သင်္ဘောဆိုက်ကပ်ရန် ဆိပ်ခံထိပ်အလျား (Quay Length) စုစုပေါင်း ၁၈၅.၀ မီတာရရှိမည်ဖြစ်ပါသည်။

၂၀။ ဖော်ပြပါ ရှေ့ဆိပ်ခံ (Quay Apron) အား အလျား ၁၃၀.၀ မီတာ×အကျယ် ၁၀.၅ မီတာရှိကမ်းထောက်တံတား (Trestle) ၁-ခုဖြင့်ဆက်စပ်တည်ဆောက်ပြီး ကမ်းခြေအနိမ့်အမြင့်အနေအထားအရ ကမ်းထောက်တံတားအား ကမ်းနဖူးသို့အလျား ၅၀.၀ မီတာ×အကျယ် ၁၀.၅ မီတာရှိချဉ်းကပ်တံတားဦးတို (Approach/Access Pier) ဖြင့်ဆက်သွယ်တည်ဆောက်မည်ဖြစ်ပါသည်။

၂၁။ ရှေ့ဆိပ်ခံစုစုပေါင်းအလျား ၁၈၅.၀ မီတာတွင် လောလောဆယ်ဆိုက်ကပ်ရန် ရည်မှန်းထားသော GRT ၁၀၀၀၀ Gas Carrier (LPG Vessel) LOA ၁၆၄.၀ မီတာ၊ ဝန်ပြည့်ရေစူး ၉.၀ မီတာ သင်္ဘောကောင်းစွာဆိုက်ကပ်နိုင်မည်ဖြစ်ပါသည်။ ရေစစ်အောက်ရေအနက် ၁၂.၀ မီတာဝန်းကျင်ကို ရွေးချယ်တည်ဆောက်ခြင်းကြောင့် အနာဂါတ်ကာလအတွက်မျှော်မှန်းထားသော GRT ၁၅၀၀၀ Gas Carrier Vessel သာမက လိုအပ်ပါက DWT ၃၀၀၀၀ Oil Tanker, DWT ၃၀၀၀၀ Product and Chemical Tanker များပင် ဆိုက်ကပ်နိုင်မည်ဖြစ်ပါသည်။ (LPG Vessel တို့ကို DWT ဖြင့်ဖော်ပြခြင်းမပြုဘဲ GRT ဖြင့်သာ ဖော်ပြလေ့ရှိပါသည်)

၂၂။ တည်ဆောက်မည့်ဆိပ်ခံတံတား၏ရေပြင်ညီအခင်းပုံစံ (Deck Plan)၊ ရှေ့မျက်နှာစာမြင်ကွင်းပုံ (Front Elevation) နှင့် ဘေးဘက်မြင်ကွင်းပုံ (Side Elevation) တို့၏ နည်းပညာဆိုင်ရာဒီဇိုင်း (Conceptual Design) ကို ပူးတွဲပုံစံ-၅ ၊ ပူးတွဲပုံစံ-၆ နှင့် ပူးတွဲပုံစံ-၇ တို့၌ ဖော်ပြထားပါသည်။

၂၃။ ဆိပ်ခံတံတား၏အုတ်မြစ်ပိုင်းကို ခေတ်မှီ PSC (Pretensioned Spun Concrete) Piles များဖြင့် မြေစိုက်ရိုက်သွင်းတည်ဆောက်မည်ဖြစ်ရာ ရေပြင်ညီပိုင်ရိုက်ပန္နက်ပုံစံ (Piling Plan) ကို ပူးတွဲပုံစံ-၈ ၌တင်ပြထားပါသည်။

Structure Design နှင့်ဆောက်လုပ်ရေးနည်းစနစ်၊ စံချိန်စံညွှန်းများ

၂၄။ အဆိုပြုဆိပ်ခံတံတားကို ရှေ့ပြေးနည်းပညာဒီဇိုင်း (Preliminary stage Conceptual Design) ရေးဆွဲရာတွင် အုတ်မြစ်ပိုင်း၌ခေတ်မှီ Pretensioned Spun Concrete Piles (ကြိုတင်အားသွင်းပိုက်လုံးကွန်ကရစ်ပိုင်တိုင်များ) ကိုအသုံးပြုရန်လျာထားပြီး ရေအောက်မြေလွှာစမ်းသပ်မှုတွေ့ရှိချက်အရ ဒီဇိုင်းအသေးစိတ်ကို ရေးဆွဲသွားမည်ဖြစ်သည်။ ဒီဇိုင်းအသေးစိတ်တွက်ချက်ရာတွင် နောက်ဆက်တွဲ (ခ) ပါ သီလဝါကမ်းနားဒေသ၏ ပတ်ဝန်းကျင်အခြေအနေများပါအချက်အလက်များကို အသုံးပြုမည်ဖြစ်ပါသည်။

၂၅။ ဆိပ်ခံတံတားကိုတည်ဆောက်ရာတွင် အောက်ပါဆောက်လုပ်ရေးနည်းစနစ်နှင့် စံချိန်စံညွှန်းများကို အခြေခံလျက် ဆိပ်ခံတံတား၏အနိမ့်အမြင့်အချက်အလက်များအရ တည်ဆောက်မည် ဖြစ်ပါသည် -

(က) ဆိပ်ခံတံတားကိုတည်ဆောက်မည့် Construction Technique မှာကြိုတင်အားသွင်းကွန်ကရစ်အုတ်မြစ်ပိုင်တိုင်(Pretensioned Spun Concrete Pile)များကိုမြေစိုက် ရိုက်သွင်းပြီး သံကူကွန်ကရစ်ပိုင်ထိပ်အုပ် (R.C Pile Cap)များ၊ သံကူကွန်ကရစ်ယက်မ (R.C Girder)၊ သံကူကွန်ကရစ်ဆင့်တန်း (R.C Beam)များကို အောက်ခြေမှအထက်သို့ထပ်ဆင့်ဆောက်လုပ်၍ R.C Beam များပေါ်တွင် သံကူကွန်ကရစ်အခင်းသွန်းလောင်းဆောက်လုပ်မည့်နည်းလမ်း ဖြစ်ပါသည်။ ယင်းသို့ ဆောက်လုပ်

ရာတွင် သတ်မှတ်ထားသည့်အချိန်ကာလအတွင်းအရည်အသွေးကောင်းမွန်စွာ အချိန်မှီပြီးစီးနိုင်ရေးအတွက် Precast members (ကြိုတင်သွန်းလောင်းသော အစိတ်အပိုင်းများ)နှင့် Cast-in-situ members (လုပ်ငန်းခွင်၌ သွန်းလောင်းသောအစိတ်အပိုင်းများ)ပေါင်းစပ်သည့်နည်းစနစ် (Composite Construction Technique) ကိုအသုံးပြုမည်ဖြစ်သည်။

ဆောက်လုပ်ရေးပစ္စည်းများ၏စံချိန်စံညွှန်းများ (Construction Materials Standards) နှင့် ဆောက်လုပ်ရေးနည်းစနစ်တို့ကို British Standard Institution - British Standard Code of Practice for Maritime Structures - Part 1 : General Criteria BS 6349, 1984 and Part 4 : Design of fendering & mooring systems BS 6349, 1985 နှင့် BS 8110 and CP 110 - Code of Practice for Concrete Properties တို့အားမှီငြမ်းအခြေခံ၍ အခြားသော အပြည်ပြည်ဆိုင်ရာ စံချိန်စံညွှန်းအချို့ကိုလည်း လိုအပ်သလိုအသုံးပြုမည်ဖြစ်ပါသည်။Prefabricated (သို့မဟုတ်) စက်ရုံထုတ်ပစ္စည်းများကို ဖေါ်ပြပါစံချိန်စံညွှန်းများအရ သက်ဆိုင်ရာထုတ်လုပ်သူ Manufacturer ၏စံချိန်စံညွှန်းများအတွက် အာမခံချက်ကိုရယူ၍အသုံးပြုပါမည်။ (ဥပမာ- Rubber Fenders, Bollards)

(ခ) Vertical Heights (Levels) of Superstructure တံတားအဆောက်အအုံ၏အနိမ့်အမြင့်များ

<u>Quay Apron</u>

Deck Level (အခင်းအမြင့်)	= R.L (+ 7.65 m)
Pile Cap Bottom (ပိုင်ထိပ်အုပ်အောက်ခြေ)	= R.L (+ 3.84 m)
Bottom of R.C Pad for fender	= R.L (+ 2.50 m)
Bottom of Fender Unit	= R.L (+ 3.0 m) (Lowest)

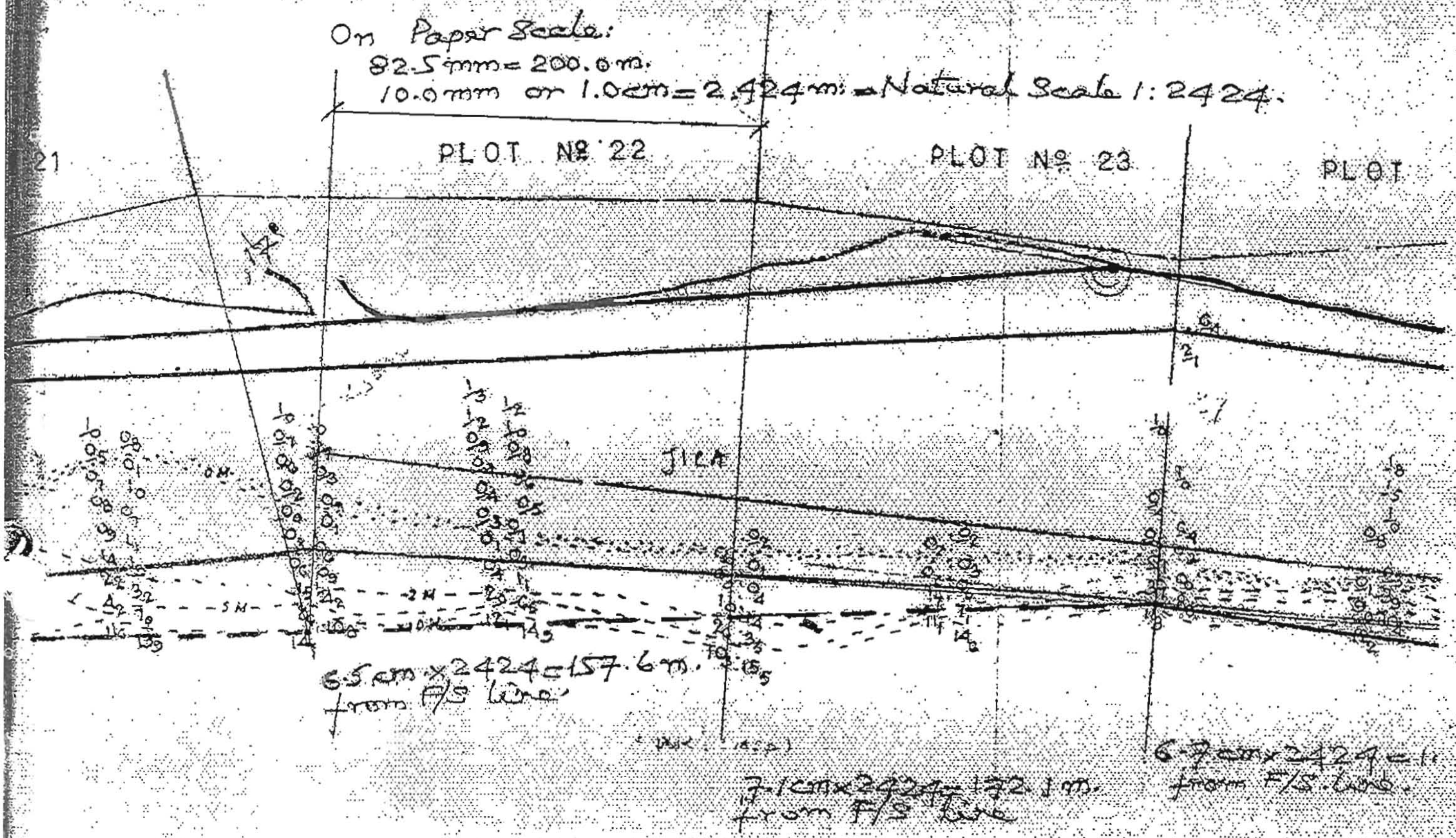
<u>Trestle</u>

Deck Level (အခင်းအမြင့်)	= R.L (+ 7.65 m)
Pile Cap Bottom (ပိုင်ထိပ်အုပ်အောက်ခြေ)	= R.L (+ --- m)

Access/ Approach Pier

Deck Level (အခင်းအမြင့်)	= R.L (+ 7.65 m)
Pile Cap Bottom (ပိုင်ထိပ်အုပ်အောက်ခြေ)	= R.L (+ --- m)

ပူးတွဲပုံစံ-၃(က)



YANGON RIVER

THILAWA

SOUNDINGS BETWEEN THILAWA PLOT Nº 14 TO 33

SURVEYED IN APRIL & MAY 2010, BY SURVEY DIVISION OF MPA

SCALE 1:2400

UNITE IN METRES

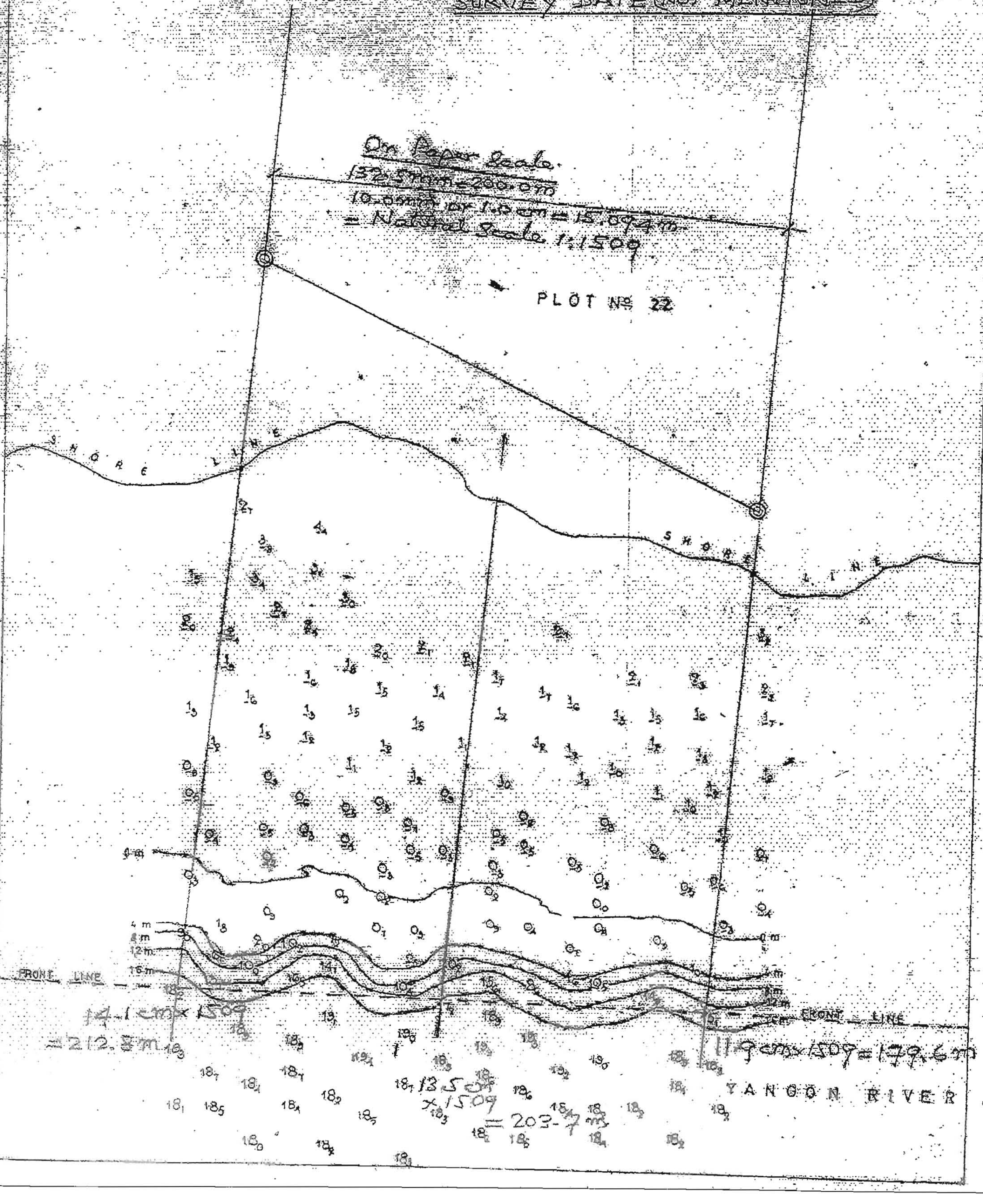
YANGON RIVER

THILAWA PLOT № 22

SCALE 1:1500

UNITS IN METRES

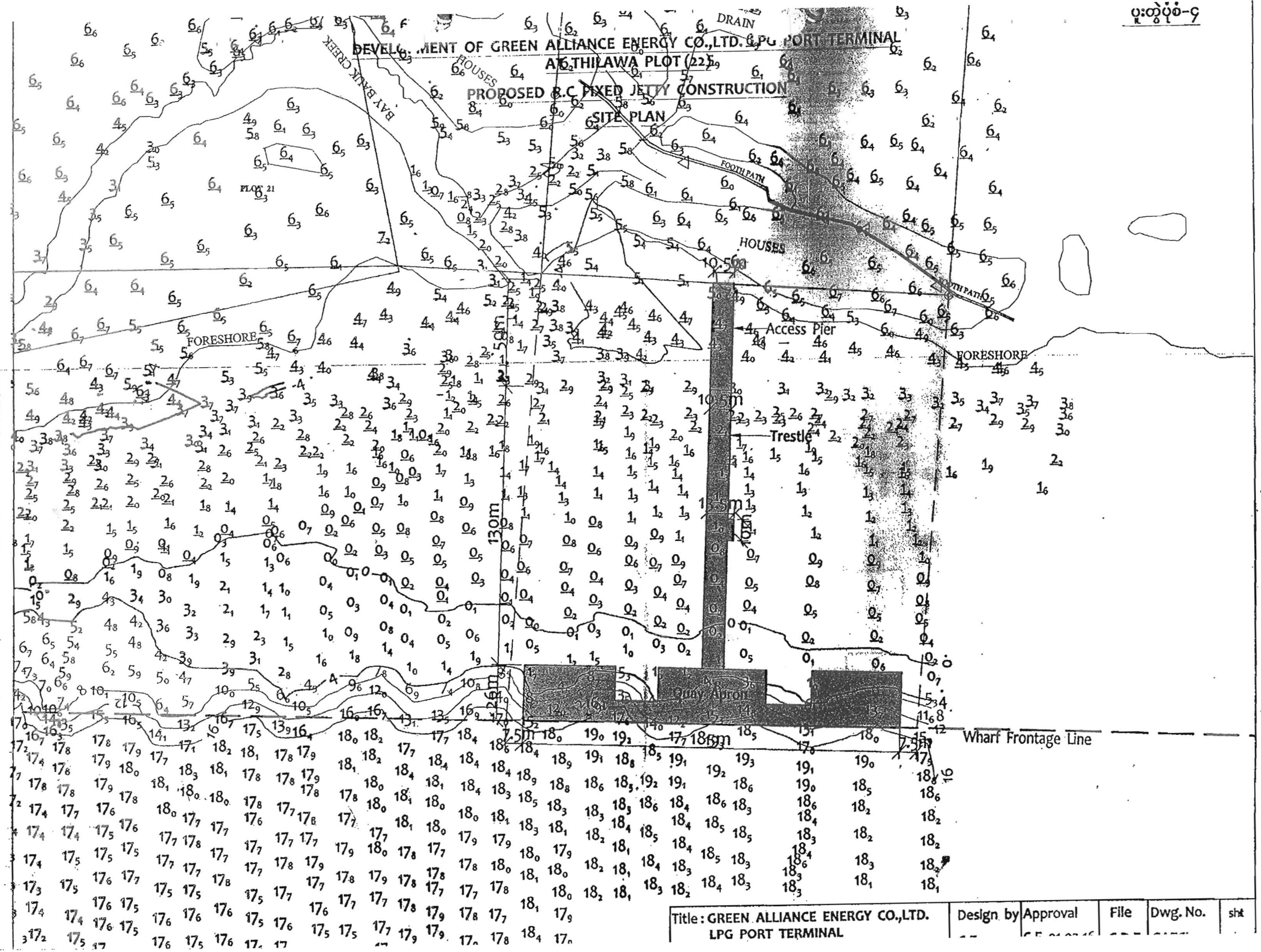
SURVEY DATE (NOT MENTIONED)



ပူးတွဲပုံစံ-၃(



ROAD
BAY BAUK CREEK
PLOT NO.19
PLOT NO.20
PLOT NO.21
PLOT NO.22
POND
HOUSES
DRAIN
FORESHORE


DEVELOPMENT OF GREEN ALLIANCE ENERGY CO.,LTD. LPG PORT TERMINAL
AT THILAWA PLOT (22)
PROPOSED R.C FIXED JETTY CONSTRUCTION
SITE PLAN
DRAIN
BAY BAUK CREEK
HOUSES
PLOT 21
FOOTH PATH
HOUSES
FORESHORE
Access Pier
FORESHORE
Trestle
Quay Apron
Wharf Frontage Line
130m
50m
10.5m
13.5m
7.5m
180m
Title: GREEN ALLIANCE ENERGY CO.,LTD.
LPG PORT TERMINAL
Design by
Approval
File
Dwg. No.
sht

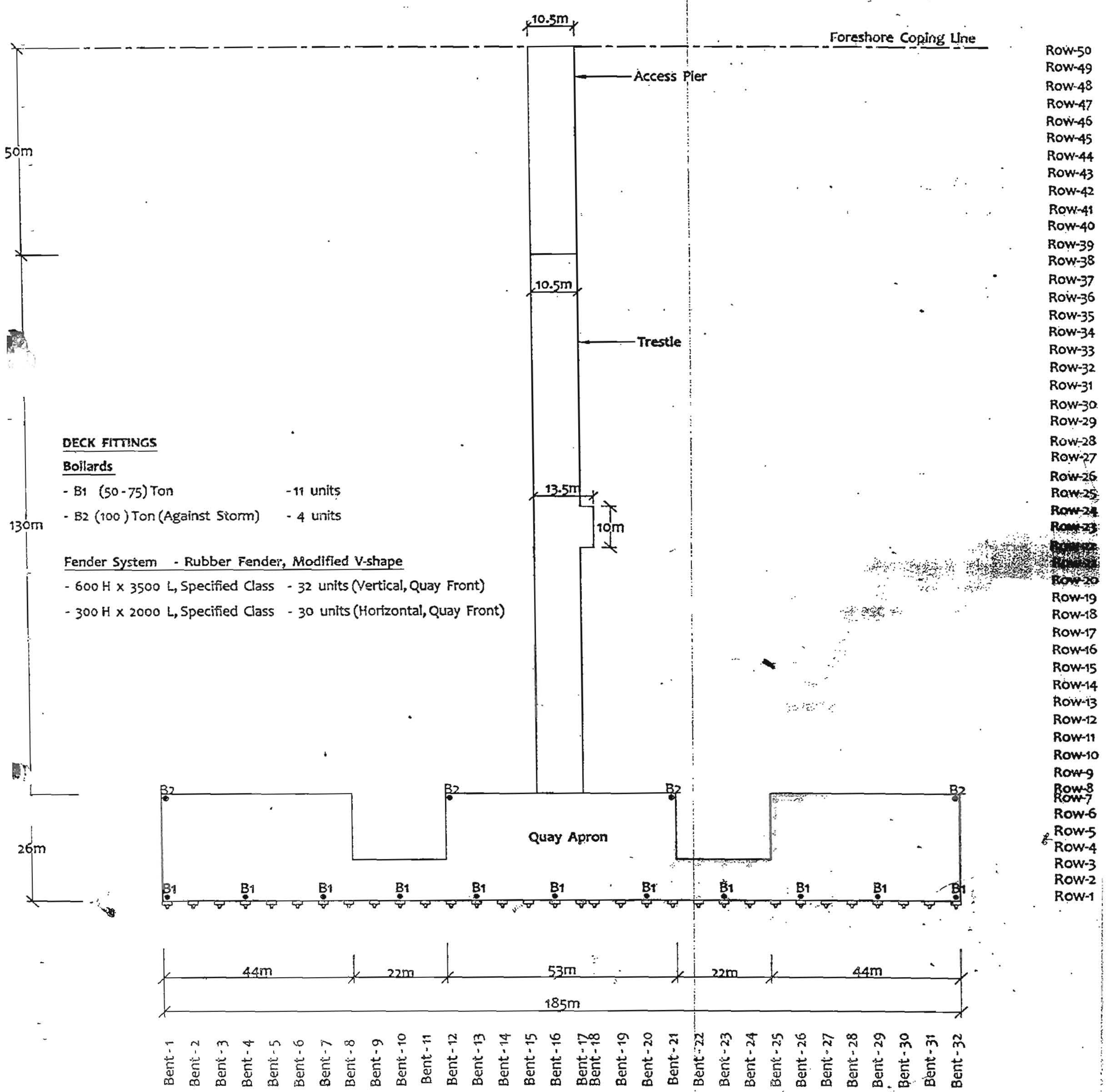
ပူးတွဲပုံစံ-၅

DEVELOPMENT OF DEVELOPMENT OF GREEN ALLIANCE ENERGY CO.,LTD. LPG PORT TERMINAL

AT THILAWA PLOT (22)

PROPOSED R.C FIXED JETTY CONSTRUCTION

DECK PLAN (CONCEPTUAL)



DECK FITTINGS

Bollards

- B1 (50-75) Ton - 11 units
- B2 (100) Ton (Against Storm) - 4 units

Fender System - Rubber Fender, Modified V-shape

- 600 H x 3500 L, Specified Class - 32 units (Vertical, Quay Front)
- 300 H x 2000 L, Specified Class - 30 units (Horizontal, Quay Front)

NOTE:

Berth for Diesel Oil Tanker of 10000 DWT, LOA 130 M, Full Load Draft 8 M

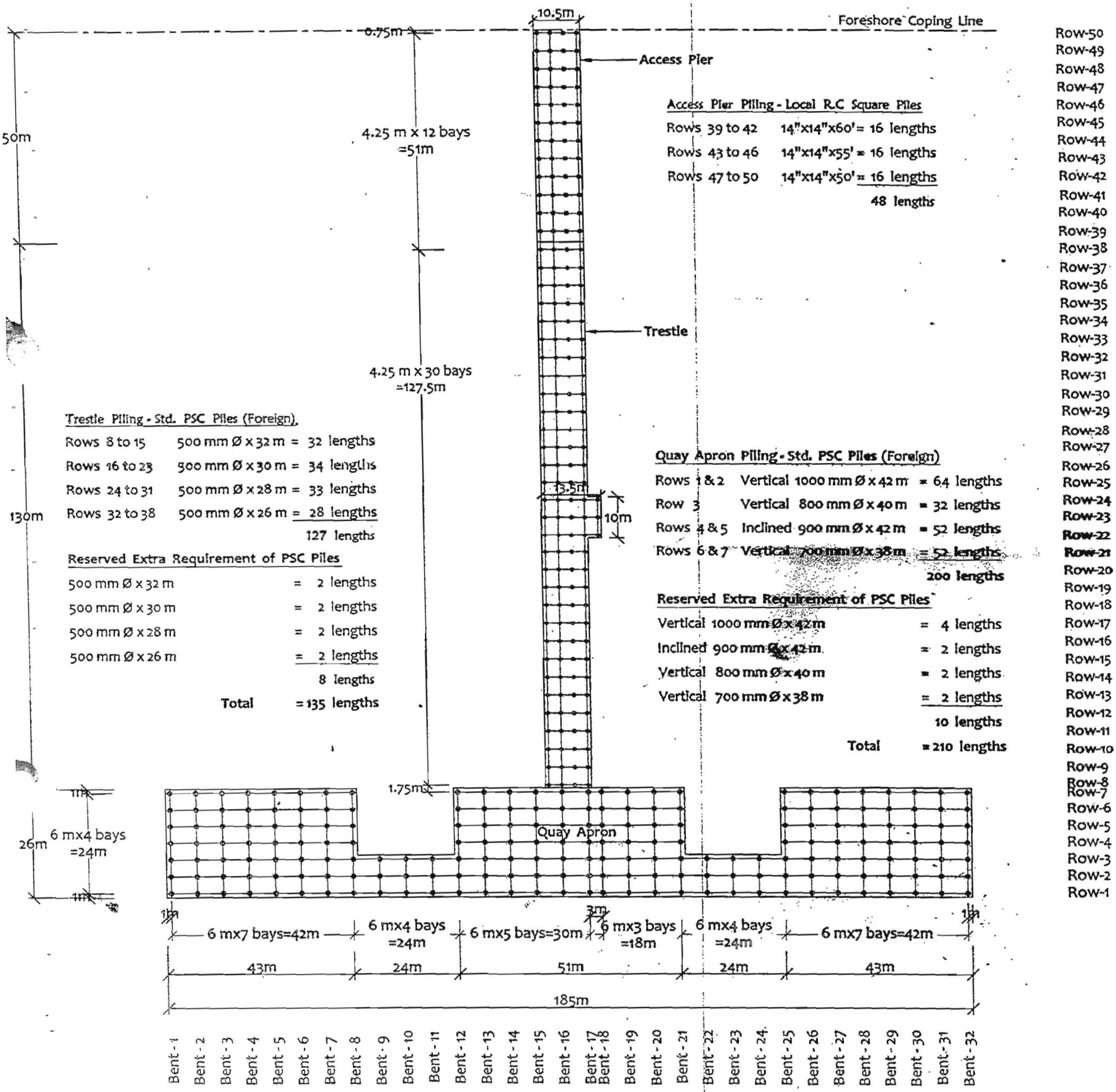
and Berth for Diesel Oil Tanker of 20000 DWT, LOA 171 M, Full Load Draft 9.8 M, in future.

0 10 20 30 40 METE

Title: GREEN ALLIANCE ENERGY CO.,LTD. LPG PORT TERMINAL R.C Fixed Jetty - Deck Plan (Conceptual)	Design by	Approval	File	Dwg. No.
	C.E	C.E 01.03.16	C D E	GAECL

ပူးတွဲပုံစံ-၈

DEVELOPMENT OF GREEN ALLIANCE ENERGY CO.,LTD. LPG PORT TERMINAL
AT THILAWA PLOT (22)
PROPOSED R.C FIXED JETTY CONSTRUCTION
PILING PLAN (CONCEPTUAL)



Access Pier Piling - Local R.C Square Piles

Rows 39 to 42	14"x14"x60'	= 16 lengths
Rows 43 to 46	14"x14"x55'	= 16 lengths
Rows 47 to 50	14"x14"x50'	= 16 lengths
		48 lengths

Trestle Piling - Std. PSC Piles (Foreign)

Rows 8 to 15	500 mm Ø x 32 m	= 32 lengths
Rows 16 to 23	500 mm Ø x 30 m	= 34 lengths
Rows 24 to 31	500 mm Ø x 28 m	= 33 lengths
Rows 32 to 38	500 mm Ø x 26 m	= 28 lengths
		127 lengths

Reserved Extra Requirement of PSC Piles

500 mm Ø x 32 m	= 2 lengths
500 mm Ø x 30 m	= 2 lengths
500 mm Ø x 28 m	= 2 lengths
500 mm Ø x 26 m	= 2 lengths
	8 lengths
Total	= 135 lengths

Quay Apron Piling - Std. PSC Piles (Foreign)

Rows 1 & 2	Vertical 1000 mm Ø x 42 m	= 64 lengths
Row 3	Vertical 800 mm Ø x 40 m	= 32 lengths
Rows 4 & 5	Inclined 900 mm Ø x 42 m	= 52 lengths
Rows 6 & 7	Vertical 700 mm Ø x 38 m	= 52 lengths
		200 lengths

Reserved Extra Requirement of PSC Piles

Vertical 1000 mm Ø x 42 m	= 4 lengths
Inclined 900 mm Ø x 42 m	= 2 lengths
Vertical 800 mm Ø x 40 m	= 2 lengths
Vertical 700 mm Ø x 38 m	= 2 lengths
	10 lengths
Total	= 210 lengths

NOTE:

Berth for Diesel Oil Tanker of 10000 DWT, LOA 130 M, Full Load Draft 8 M and Berth for Diesel Oil Tanker of 20000 DWT, LOA 171 M, Full Load Draft 9.8 M, in future.

0 10 20 30 40 METER

Title	Design by	Approval	File	Dwg. No.
GREEN ALLIANCE ENERGY CO.,LTD. LPG PORT TERMINAL R.C Fixed Jetty - Piling Plan (Conceptual)	C.E	C.E 01.03.16	C D E	GAECL

Green Alliance Energy Company Limited

Reference Guide Line for Project Implementation

Design and Construction of LPG Installations

Downstream Segment

API STANDARD 2510
EIGHTH EDITION, MAY 2001

American Petroleum Institute

Helping You Get The Job Done Right.SM

SPECIAL NOTES

API publications necessarily address problems of a general nature. With respect to particular circumstances, local, state, and federal laws and regulations should be reviewed.

API is not undertaking to meet the duties of employers, manufacturers, or suppliers to warn and properly train and equip their employees, and others exposed, concerning health and safety risks and precautions, nor undertaking their obligations under local, state, or federal laws.

Information concerning safety and health risks and proper precautions with respect to particular materials and conditions should be obtained from the employer, the manufacturer or supplier of that material, or the material safety data sheet.

Nothing contained in any API publication is to be construed as granting any right, by implication or otherwise, for the manufacture, sale, or use of any method, apparatus, or product covered by letters patent. Neither should anything contained in the publication be construed as insuring anyone against liability for infringement of letters patent.

Generally, API standards are reviewed and revised, reaffirmed, or withdrawn at least every five years. Sometimes a one-time extension of up to two years will be added to this review cycle. This publication will no longer be in effect five years after its publication date as an operative API standard or, where an extension has been granted, upon republication. Status of the publication can be ascertained from the API Downstream Segment [telephone (202) 682-8000]. A catalog of API publications and materials is published annually and updated quarterly by API, 1220 L Street, N.W., Washington, D.C. 20005.

This document was produced under API standardization procedures that ensure appropriate notification and participation in the developmental process and is designated as an API standard. Questions concerning the interpretation of the content of this standard or comments and questions concerning the procedures under which this standard was developed should be directed in writing to the standardization manager, American Petroleum Institute, 1220 L Street, N.W., Washington, D.C. 20005. Requests for permission to reproduce or translate all or any part of the material published herein should also be addressed to the general manager.

API standards are published to facilitate the broad availability of proven, sound engineering and operating practices. These standards are not intended to obviate the need for applying sound engineering judgment regarding when and where these standards should be utilized. The formulation and publication of API standards is not intended in any way to inhibit anyone from using any other practices.

Any manufacturer marking equipment or materials in conformance with the marking requirements of an API standard is solely responsible for complying with all the applicable requirements of that standard. API does not represent, warrant, or guarantee that such products do in fact conform to the applicable API standard.

FOREWORD

This standard provides minimum requirements for the design and construction of installations for the storage and handling of liquefied petroleum gas (LPG) at marine and pipeline terminals, natural gas processing plants, refineries, petrochemical plants, and tank farms. This standard takes into consideration the specialized training and experience of operating personnel in the type of installation discussed. In certain instances, exception to standard practices are noted and alternative methods are described.

This standard does not include information on the production or use of liquefied petroleum gas.

It is not intended that this standard be retroactive or that it take precedence over contractual agreements. Wherever practicable, existing codes and manuals have been used in the preparation of this standard.

This standard requires the purchaser to specify certain details and features. Although it is recognized that the purchaser may desire to modify, delete, or amplify sections of the standard, it is strongly recommended that such modifications, deletions, and amplifications be made by supplementing this standard rather than by rewriting or incorporating sections of this standard into another complete standard.

API standards are published as an aid to procurement of standardized equipment and materials. These standards are not intended to inhibit purchasers or producers from purchasing or producing products made to specifications other than those of API.

API publications may be used by anyone desiring to do so. Every effort has been made by the Institute to assure the accuracy and reliability of the data contained in them; however, the Institute makes no representation, warranty, or guarantee in connection with this publication and hereby expressly disclaims any liability or responsibility for loss or damage resulting from its use or for the violation of any federal, state, or municipal regulation with which this publication may conflict.

Suggested revisions are invited and should be submitted to the standardization manager, American Petroleum Institute, 1220 L Street, N.W., Washington, D.C. 20005.

CONTENTS

Page

Design and Construction of LPG Installations

1 Scope

This standard covers the design, construction, and location of liquefied petroleum gas (LPG) installations at marine and pipeline terminals, natural gas processing plants, refineries, petrochemical plants, or tank farms. This standard covers storage vessels, loading and unloading systems, piping, or and related equipment.

1.1 The size and type of the installation; the related facilities on the site; the commercial, industrial, and residential population density in the surrounding area; the terrain and climate conditions; and the type of LPG handled shall be considered. Generally speaking, the larger the installation and the greater the population density of the surrounding area, the more stringent are the design requirements.

1.2 Design and construction considerations peculiar to refrigerated storage, including autorefrigerated storage, are covered in Section 9 of this standard.

1.3 In this standard, numerical values are presented with U.S. customary units only. These U.S. customary values are to be regarded as the standard values.

1.4 This standard shall not apply to the design, construction, or relocation of frozen earth pits, underground storage caverns or wells, underground or mounded storage tanks, and aboveground concrete storage tanks.

1.5 This standard does not apply to the following installations:

a. Those covered by NFPA 58 and NFPA 59.
b. U.S. Department of Transportation (DOT) containers.
c. Gas utility company facilities; refinery process equipment; refinery and gas plant processing equipment; and transfer systems from process equipment upstream LPG storage.
d. Those tanks with less than 2000 gallons of storage capacity.

1.6 RETROACTIVITY

The provisions of this standard are intended for application to new installations. This standard can be used to review and evaluate existing storage facilities. However, the feasibility of applying this standard to facilities, equipment, structures, or installations that were already in place or that were in the process of construction or installation before the date of this publication, must be evaluated on a case-by-case basis considering individual circumstances and sites.

1.7 CHARACTERISTICS OF LPG

LPG is customarily handled in a liquid state achieved by its liquefaction under moderate pressure. Upon release of the pressure, LPG is readily converted into the gaseous phase at normal ambient temperature.

1.8 SAFETY

The safety of LPG storage installations is enhanced by the employment of good engineering practices, such as those recommended by this standard, during design and construction.

2 Referenced Publications

The most recent edition or revision of each of the following manuals, codes, recommended practices, publications, standards, and specifications shall form a part of this standard to the extent specified:

API

RP 500	*Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities*
RP 505	*Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, Zone 1 and Zone 2*
RP 520	*Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries*
RP 521	*Guide for Pressure-Relieving and Depressuring Systems*
RP 550	*Manual on Installation of Refinery Instruments and Control Systems* (out of print)
RP 551	*Process Measurement Instrumentation*
Std 607	*Fire Test for Soft-Seated Quarter-Turn Valves*
Std 620	*Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks*
RP 752	*Management of Hazards Associated with Location of Process Plant Buildings, CMA Manager's Guide*
RP 1102	*Steel Pipelines Crossing Railroads and Highways*
Std 2000	*Venting Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks: Nonrefrigerated and Refrigerated*
RP 2003	*Protection Against Ignitions Arising Out of Static, Lightning, and Stray Currents*
Publ 2218	*Fireproofing Practices in Petroleum and Petrochemical Processing Plants*
Publ 2510A	*Fire Protection Considerations for the Design and Operation of Liquefied Petroleum Gas (LPG) Storage Facilities*
Spec 6FA	*Specification for Fire Test for Valves*

Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 5, "Metering"

ACI[1]

318	*Building Code Requirements for Reinforced Concrete*

AISC[2]

Specification for Structural Steel Buildings

ASME[3]

B16.9	*Factory-Made Wrought Steel Buttwelding Fittings*
B31.3	*Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping*
B31.4	*Liquid Transportation Systems for Hydrocarbons, Liquid Petroleum Gas, Anhydrous Ammonia, and Alcohols*

Boiler and Pressure Vessel Code, Section II, "Materials"; and Section VIII, "Pressure Vessels"

DOT[4]

Transportation Safety Act of 1974, Part 173, Section 315

ICBO[5]

Uniform Building Code

NFPA[6]

30	*Flammable and Combustible Liquids Code*
58	*Storage and Handling of Liquefied Petroleum Gases*
59	*Storage and Handling of Liquefied Petroleum Gases at Utility Gas Plants*
59A	*Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)*
70	*National Electrical Code*

NPGA[7]

Bul 128	*Protection of Transfer Areas*

UL[8]

1709	*Rapid Rise Fire Tests of Protection Materials for Structural Steel*

[1]American Concrete Institute, P. O. Box 19150, Detroit, Michigan 48219-0150.
[2]American Institute of Steel Construction, One East Wacker Drive, Suite 3100, Chicago, Illinois 60601-2001.
[3]American Society of Mechanical Engineers, 345 East 47th Street, New York, New York 10017.
[4]U.S. Department of Transportation. The act is available from the U.S. Government Printing Office, Washington, D.C. 20402.
[5]International Conference of Building Officials, 5360 Workman Mill Road, Whittier, California 90601-2298.
[6]National Fire Protection Association, 1 Batterymarch Park, Quincy, Massachusetts 02269-9101.
[7]National Propane Gas Association, 1600 Eisenhower Lane, Suite 100, Lisle, Illinois 60532.
[8]Underwriters Laboratories, 333 Pfingsten Road, Northbrook, Illinois 60062-2096.

3 Terms and Definitions

Some of the terms used in this standard are defined in 3.1 through 3.13.

3.1 aboveground tank or **aboveground vessel:** a tank or vessel all or part of which is exposed above grade.

3.2 autorefrigeration: the chilling effect of vaporization of LPG when it is released or vented to a lower pressure.

3.3 boiling-liquid expanding-vapor explosion (BLEVE): the phenomenon of a pressurized LPG tank failing such as can occur from direct exposure to a fire (normally a catastrophic event).

3.4 installations: tanks, vessels, pumps, compressors, accessories, piping, and all other associated equipment required for the receipt, transfer, storage, and shipment of LPG.

3.5 liquefied petroleum gas (LPG or LP-gas): any material in liquid form that is composed predominantly of any of the following hydrocarbons or of a mixture thereof: propane, propylene, butanes (normal butane or isobutane), and butylenes.

3.6 mounded tank or **mounded vessel:** a tank or vessel located above or partially above the general grade level but covered with earth, sand, or other suitable material.

3.7 refrigerated storage: storage in a vessel or tank artificially maintained at a temperature below the nominal ambient temperature.

3.8 rollover: the spontaneous and sudden movement of a large mass of liquid from the bottom to the top surface of a refrigerated storage reservoir due to an instability caused by an adverse density gradient. Rollover can cause a sudden pressure increase and can affect vessel integrity.

3.9 shall: indicates provisions that are mandatory.

3.10 Use of the term **shall consider** directly before a design or construction factor (such as a force or safety) indicates that the factor's effects and significance shall be evaluated using good engineering judgement-through an examination or test if appropriate-and the design may or may not be adjusted accordingly.

3.11 tank or **vessel:** a container used for storing LPG.

3.12 underground tank or **underground vessel:** a tank or vessel all parts of which are completely buried below the general grade of the facility.

4 Design of LPG Vessels

4.1 APPLICABLE DESIGN CONSTRUCTION CODES

4.1.1 Vessels shall meet the requirements of the ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Division 1 or 2.

4.1.2 When complete rules for any specific design are not given, the manufacturer, subject to the approval of the purchaser, shall provide a design as safe as would be provided in the currently applicable code listed in 4.1.1.

4.2 DESIGN PRESSURE AND TEMPERATURE

4.2.1 The design pressure of LPG vessels shall not be less than the vapor pressure of the stored product at the maximum product design temperature. The additional pressure resulting from the partial pressure of noncondensable gases in the vapor space and the hydrostatic head of the product at maximum fill shall be considered. Ordinarily, the latter considerations and the performance specifications of the relief valve require a differential between design pressure and maximum product vapor pressure that is adequate to allow blowdown of the pressure relief valve (see API RP 520).

4.2.2 Both a minimum design temperature and a maximum design temperature shall be specified. In determining a maximum design temperature, consideration shall be given to factors such as ambient temperature, solar input, and product run down temperature. In determining a minimum design temperature, consideration shall be given to the factors noted in the preceding sentence as well as the autorefrigeration temperature of the stored product when it flashes to atmospheric pressure. *ASME Section VIII, Division 1, has special rules for conditions where reduced temperature, as a result of autorefrigeration or ambient temperature, is caused by coincident with a reduction in pressure. In such case it is required to evaluate the material (by impact testing if necessary) at the temperature of the product corresponding to a pressure that stresses the vessel shell to approximately 10% of the ultimate tensile strength of the shell material. When the vessel is repressurized, this must be done slowly to allow the temperature to increase as the pressure is increased.*

4.3 DESIGN VACUUM

LPG vessel design shall consider vacuum effects and be designed accordingly. Where an LPG vessel is not designed for full vacuum, some alternatives, in order of preference, are as follows:

a. Design for partial vacuum condition. *This alternative is applicable when the vacuum conditions caused by ambient temperature conditions. The design pressure shall be equal to the minimum vapor pressure of the product at the minimum ambient temperature. In this situation, no additional protection against vacuum is needed.*

b. Design for partial vacuum with a vacuum relief valve and a connection to a reliable supply of hydrocarbon gas. This alternative may compromise product quality.

c. Design for partial vacuum with a vacuum relief valve that admits air to the vessel. This alternative, under some conditions, may present a hazard from the presence of air in the LPG storage vessel, and this hazard shall be considered in the design.

4.4 MATERIALS OF CONSTRUCTION

4.4.1 All materials of construction shall meet the requirements of Section II of the ASME Boiler and Pressure Vessel Code.

4.4.2 Low-melting-point materials of construction, such as aluminum and brass, shall not be used for LPG vessels.

4.5 VESSEL CONNECTIONS

4.5.1 The number of penetrations in any vessel shall be minimized, particulary those located below the working liquid level (i.e., below the vapor space).

4.5.2 Flange connections shall be a minimum of ASME Class 150. All fittings shall be a minimum of NPS ¾.

4.5.3 Refer to Section 8 for piping requirements.

4.6 PREVIOUSLY CONSTRUCTED VESSELS

API 510 shall be used where an existing vessel is to be relocated or reused in a new service.

5 Sitting Requirements and Spill Containment

5.1 SITING

5.1.1 General

5.1.1.1 Site selection is meant to minimize the potential risk to adjacent property presented by the storage facility and the risk presented to the storage facility by a fire or explosion on adjacent property. The following factors shall be considered in site selection:

a. Proximity to populated areas.
b. Proximity to public ways.
c. Risk from adjacent facilities.
d. Storage quantities.
e. Present and predicted development of adjacent properties.
f. Topography of the site, including elevation and slope.
g. Access for emergency response.
h. Availability of needed utilities.
i. Requirements for the receipt and shipment of products.

j. Local codes and regulations.
k. Prevailing wind conditions.

A more likely LPG incident, and in the context of this publication a more relevant one, is leakage from piping or other components attached to or near the vessel followed by ignition, a flash fire or vapor cloud explosion, and a continuing pool fire and pressure (torch) fire.

5.1.1.2 With the exception of spacing, the design features discussed in this standard are intended to prevent a major incident. Spacing is intended to minimize both the potential for small leak ignition and the exposure risk presented to adjacent vessels, equipment, or installations in case ignition occurs. Spacing is not intended to provide protection from a major incident.

5.1.1.3 Safety analysis and dispersion modeling are useful tools in estimating setback distances to limit the exposure risk to adjacent facilities.

5.1.2 Minimum Distance Requirement

5.1.2.1 The minimum horizontal distance between the shell of a pressurized LPG tank and the line of adjoining property that may be developed shall be as shown in Table 1.

Where residences, public buildings, places of assembly, or industrial sites are located on adjacent property, greater distances or other supplemental protection shall be provided.

5.1.2.2 The minimum horizontal distance between the shells of pressurized LPG tanks or between the shell of a pressurized LPG tank and the shell of any other pressurized hazardous or flammable storage tank shall be as follows:

a. Between two spheres, between two vertical vessels, or between a sphere and a vertical vessel, 5 ft or half of the diameter of the larger vessel, whichever is greater.
b. Between two horizontal vessels, or between a horizontal vessel and a sphere or vertical vessel, 5 ft or three quarters of the diameter of the larger vessel, whichever is greater.

5.1.2.3 The minimum horizontal distance between the shell of a pressurized LPG tank and the shell of any other nonpressurized hazardous or flammable storage tank shall be the largest of the following with the exception noted after Item d:

a. If the other storage is refrigerated, three quarters of the greater diameter.
b. If the other storage is in atmospheric tanks and is designed to contain material with a flash point of 100°F or less, one diameter of the larger tank.
c. If the other storage is in atmospheric tanks and is designed to contain material with a flash point greater than 100°F, half the diameter of the larger tank.
d. 100 ft.

The minimum horizontal distance between shells need not exceed 200 ft.

5.1.2.4 The minimum horizontal distance between the shell of an LPG tank and a regularly occupied building shall be as follows:

a. If the building is used for the control of the storage facility, 50 ft.
b. If the building is used solely for other purposes (unrelated to control of the storage facility), 100 ft.
c. Compliance with API 752 may be used in lieu of the requirements in paragraph a and b.

5.1.2.5 The minimum horizontal distance between the shell of an LPG tank and facilities or equipment not covered in 5.1.2.1 through 5.1.2.4 shall be as follows:

a. For process vessels, 50 ft.
b. For flares or other equipment containing exposed flames, 100 ft.
c. For other fired equipment, including process furnaces and utility boilers, 50 ft.
d. For rotating equipment, 50 ft; except for pumps taking suction from the LPG tanks, 10 ft.
e. For overhead power transmission lines and electric substations, 50 ft. In addition, siting shall be such that a break in the overhead lines shall not cause the exposed ends to fall on any vessel or equipment.
f. For loading and unloading facilities for trucks and railcars, 50 ft.
g. For navigable waterways, docks, and piers, 100 ft.
h. For stationary internal combustion engines, 50 ft.

5.1.2.6 The minimum horizontal distance between the shell of an LPG tank and the edge of a spill containment area for flammable or combustible liquid storage tanks shall be 10 ft.

Note: If the spill containment is by the use of dikes or walls, the edge of the spill containment area for the purpose of spacing is defined as the centerline of the dike or wall. If the spill containment is by sloping, grading, or channels, the edge of the spill containment area for the purpose of spacing is defined as the outer edge of the wetted area at the design incident for the spill containment facility.

Table 1—Minimum Horizontal Distance Between Shell of Pressurized LPG Tank and Line of Adjoining Property That May Be Developed

Water Capacity of Each Tank (gallons)	Minimum Distance (feet)
2,000–30,000	50
30,001–70,000	75
70,001–90,000	100
90,001–120,000	125
120,001 or greater	200

5.1.3 Siting of Pressurized LPG Tanks and Equipment

5.1.3.1 Pressurized LPG tanks shall not be located within buildings, within the spill containment area of flammable or combustible liquid storage tanks as defined in NFPA 30, or within the spill containment area for refrigerated storage tanks.

5.1.3.2 Compressors and pumps taking suction from the LPG tanks should not be located within the spill containment area of any storage facility unless provisions are made protect the storage vessel from the potential fire exposure. Examples of such examples include (a) a submerged-motor, direct-coupled pump with no rotating element outside of the pump containment vessel; (b) a submersible pump inside an LPG tank.

5.1.3.3 Horizontal LPG tanks with capacities of 12,000 gallons or greater shall not be formed into groups of more than six tanks each. Where multiple groups of horizontal LPG vessels are to be provided, each group shall be separated from adjacent groups by a minimum horizontal shell-to-shell distance of 50 ft.

Note: Horizontal vessels used to store LPG should be oriented so that their longitudinal axes do not point toward other facilities (such as containers, process equipment, control rooms, loading or unloading facilities, or flammable or combustible liquid storage facilities or offsite facilities located in the vicinity of the horizontal vessel).

5.2 DRAINAGE

5.2.1 The ground under and surrounding a vessel used to store LPG shall be graded to drain any liquid spills to a safe area away from the vessel and piping. The grading shall be at a slope of at least 1%.

5.2.2 The drainage system shall be designed to prevent liquid spilled from one tank from flowing under any other tank and shall minimize the risk to piping from spilled LPG.

5.2.3 The spill drainage area shall not contain equipment, except as permitted by this standard.

5.2.4 Walls, dikes, trenches, or channels are permitted to assist in draining the area.

5.3 SPILL CONTAINMENT

5.3.1 Spill containment shall be considered for all locations and provided in locations in which either of the following conditions will result in a significant hazard:

a. The physical properties of the stored LPG make it likely that liquid LPG will collect on the ground. (This would be the case if the LPG is a mixture of butane and pentane.)

b. Climatic conditions during portions of the year make it likely that liquid LPG will collect on the ground.

5.3.2 The following shall be considered in the selection of materials for all components—including structural supports—of a spill containment facility:

a. The effects of thermal shock associated with spilling LPG (such as shock resulting from the autorefrigeration temperature).

b. Provision of adequate venting of the vapor generated during an LPG spill.

5.3.3 If spill containment is to be provided, it shall be by remote impoundment of spilled material or by diking of the area surrounding the vessel. The containment area shall not contain any other equipment, except as permitted by this standard.

5.3.4 If the floor of any spill containment area will not allow rainwater to dissipate within 24 hours, a drainage system shall be installed. Any drainage system provided shall include a valve or shear gate located in an accessible position outside the spill containment area. The valve or shear gate shall normally be kept closed. The drainage system shall be one of the following types:

a. A vapor sealed catch basin within the spill containment area discharging to a closed drainage system outside the spill containment area.

b. A pipe through the dike or wall discharging to a drainage system outside the spill containment area.

The drainage system shall keep the contents of the tank from entering natural water courses and from entering systems incapable of safely containing LPG.

5.4 REMOTE IMPOUNDMENT

5.4.1 If remote impoundment is to be used for spill containment, the remote impoundment facility shall be designed according to the requirements given in 5.4.2 through 5.4.5.

5.4.2 Grading of the area under and surrounding the vessels shall direct any liquid leaks or spills to the remote impoundment area. Grading shall be at a minimum of 1% slope.

5.4.3 The use of walls, dikes, trenches, or channels to facilitate the draining of the area is permitted.

5.4.4 The remote impoundment area shall be located at least 50 ft from the vessels draining to it and from any hydrocarbon piping or other equipment.

5.4.5 The holdup of the remote impoundment area shall be at least 25% of the volume of the largest vessel draining to it. If the material stored in the vessel has a vapor pressure that is less than 100 psia at 100°F, the holdup for the remote impoundment facility shall be at least 50% of the volume of the largest vessel draining to it. Larger holdups shall be provided in the remote impoundment facility at locations where the expected vaporization is less than that indicated by the material's vapor pressure because of climatic conditions or the physical properties of the material.

5.5 DIKING

5.5.1 If diking around the vessel is to be used for spill containment, the diked area shall be designed according to the requirements given in 5.5.2 through 5.5.7.

5.5.2 Grading of the area under and surrounding the vessels shall direct any liquid leaks or spills to the edge of the diked area. Grading shall be at a minimum of 1% slope. Within the diked area, grading should cause spills to accumulate away from the vessel and any piping located within the diked area.

5.5.3 If an LPG sphere is diked, each sphere shall be provided with its own diked area. If LPG is stored in horizontal vessels, a single diked area may serve a group of tanks, as defined in 5.1.3.3.

5.5.4 The holdup of the diked area shall be at least 25% of the volume of the largest vessel within it. If the material stored in the vessel has a vapor pressure that is less than 100 psia at 100°F, the holdup for the diked area shall be at least 50% of the volume of the largest vessel within it. Larger holdups shall be provided in the diked area at locations where the expected vaporization is less than that indicated by the material's vapor pressure because of climatic conditions or the physical properties of the material.

Note: Larger holdups may also be provided when more than one vessel is located within the same diked area.

5.5.5 When dikes or walls are used as part of the spill containment system, the minimum height of a dike or wall constructed of earth shall be 1.5 ft and the minimum height of a dike or wall constructed of concrete, masonry, or another erosion-resistant material shall be 1 ft. Provisions shall be made for normal and emergency access into and out of the diked enclosure. Where dikes must be higher than 12 ft or where ventilation is restricted by the dike, provision shall be made for normal operation of valves and access to the top of the tank or tanks without the need for personnel to enter into the area of the diked enclosure that is below the top of the dike. All earthen dikes shall have a flat top section not less than 2 ft wide.

5.5.6 Any dike or wall enclosure used for LPG containment shall include adequate access provisions (such as stairs for personnel and ramps for vehicles, if required), shall be designed to permit its free ventilation, and shall be constructed to retain the spilled liquid. Enclosures shall be designed to prevent unauthorized access by motor vehicles.

6 Foundations and Supports for LPG Storage Vessels and Related Piping

6.1 APPLICABLE CODES AND SPECIFICATIONS

The materials, principles, methods, and details of design and construction of foundations and supports for LPG storage vessels and related piping shall meet the requirements stipulated in the following codes and specifications:

a. For concrete, ACI 318.

b. For masonry, ICBO Uniform Building Code.

c. For structural steel, AISC Specification for Structural Steel Buildings.

Where applicable local codes are more stringent, the local codes shall apply.

6.2 SPECIAL REQUIREMENTS

6.2.1 General

The foundation and supports shall conform to the provisions set forth in 6.2.2 through 6.2.15.

6.2.2 Materials

Supporting structures shall be made of one or a combination of the following materials:

a. Reinforced masonry.

b. Reinforced concrete.

c. Steel plate, pipe, or structural shapes.

6.2.3 Soil Information

The design of the foundation shall be based on a thorough knowledge of the load-bearing capacity and settlement properties of the soil. Where information regarding soil conditions is not available, an investigation shall be conducted.

6.2.4 Settlement of Foundation

The size and depth of the foundation shall be designed to limit settlement of the vessel to prevent excessive stresses in the tank and connected piping.

Note: Settlement should be monitored during the hydrotest.

6.2.5 Bottom of Foundation

The bottom of the foundation shall be below the frost line and below nearby sewers or lines having the potential for leakage or washout that could result in settlement of the foundation.

6.2.6 Floating Foundation or Piling

Where it is impracticable to design foundations for normal settlement as described in 6.2.4, a floating foundation or piling is permitted. In this case, the settlement indicated by soil tests shall be used for design, and the settlement measured during subsequent service shall be used to check for adequate flexibility in connected piping.

6.2.7 Loads on Supporting Structure

The following loads shall be considered in the design of the supporting structure:

a. Static loads during erection plus expected wind, ice, and snow loads during the erection.
b. Static loads during water testing plus 25% of the wind, ice, and snow loads.
c. Static loads during operation (including the load due to fireproofing) plus applicable combinations of wind, ice, snow, and earthquake loads.
d. Loads resulting from expansion and contraction of the vessel due to internal pressure and temperature changes.
e. Loads resulting from differential settlement across the supporting structures and foundations.
f. Static and dynamic loads during maintenance and operations.

6.2.8 Support Design

6.2.8.1 The design of supports for vessels shall include provisions for expansion and contraction of the vessel due to internal pressure and temperature change of the vessel shell.

6.2.8.2 Flexibility shall be provided in the attached piping to avoid imposing excessive stress on vessel nozzles and associated piping as a result of vessel movement.

Note: The following publication contains additional material regarding the design of supports:
Section VIII of the ASME Boiler and Pressure Vessel Code.

6.2.8.3 Pressure retaining portions of storage vessels should typically not contact concrete or masonry supports or concrete or masonry fireproofing, since these contact points may be sites for external corrosion. If such contact points are present, they should be identified for routine inspection.

6.2.9 Vessel Shell Loads

In the design of vessel supports, special attention shall be given to the loads imposed on the vessel shell. Consideration shall be given to the following:

a. Secondary forces resulting from service temperatures or changes in temperatures.
b. Test and operating pressures.
c. Liquid loads, both with and without pressure applied.
d. Loads due to piping reactions.
e. Normal supporting loads.
f. Loads due to liquid sloshing (in earthquake zones).

6.2.10 Diagonal Members

Diagonal members, such as those used for bracing vertical columns, shall not be attached directly to a vessel unless adequate provisions are made for the resulting loads in the design of the vessel.

6.2.11 Saddles

6.2.11.1 When a horizontal tank is supported by saddles, the features specified in 6.2.11.2 through 6.2.11.5 shall be incorporated in the design.

6.2.11.2 Two piers shall be used to support horizontal vessels.

6.2.11.3 Consideration shall be given to the placement of supports to obtain the most desirable stress distribution in the vessel shell.

6.2.11.4 The shape of the saddles shall conform to the fabricated shape of the vessel or to the steel pad attached to the vessel.

6.2.11.5 Doublers or reinforcing plates may be installed between the vessel shell and the supports to avoid external corrosion of the shell, provide for wear caused by temperature-induced movement, or reduce the stress in the shell at the support points. If such plates are used, they shall be continuously welded to the vessel shell after any free moisture is removed from under the plates. A threaded weep hole shall be provided at the low point of each plate. Where corrosion plates are used, the plates shall extend beyond the limits of the supporting saddles to aid in distributing the support loads. The thickness of corrosion plates shall not be included in calculating the stress at the horn of the saddle.

6.2.12 Multiple Vessels

6.2.12.1 Continuous footings may be used for multiple vessel installations. In such instances, the loading of footings shall be calculated for various probable combinations of loads, such as the load that occurs when adjacent vessels are full and the load that occurs when alternate vessels are full.

6.2.12.2 Continuous piers shall not be used for multiple vessel installations without the incorporation of special drainage provisions.

6.2.13 Anchorage

6.2.13.1 In areas where there is a risk of flooding, the vessel shall be anchored to the foundation or support to prevent floating in case of a flood. Anchorage shall not restrict vessel movements resulting from expansion and contraction of the vessel due to temperature changes and internal pressure.

6.2.13.2 Anchorage of the vessel to the foundation or support shall be provided to resist wind and earthquake loads and to control temperature-induced movement.

6.2.13.3 Anchorage to the foundation or support shall be provided to resist any uplifting forces resulting from internal pressure in the tank or vessel.

6.2.14 Vertical Tank Skirts

6.2.14.1 Where vertical vessels are supported by skirts, the skirts shall be provided with a single opening for inspection or access. The opening shall be as small as practicable.

6.2.14.2 Skirt openings shall be reinforced when required to prevent buckling or overstressing of the skirt as a result of imposed loads as covered in 6.2.7.

6.2.15 Corrosion Protection

6.2.15.1 Steel supports and their members shall be positioned to prevent the accumulation of water. Where this positioning is impractical, adequate drainage openings shall be provided to prevent such accumulation.

6.2.15.2 Enclosed spaces in which water might accumulate during construction or operation shall be provided with drainage openings.

7 Tank Accessories, Including Pressure and Vacuum-Relieving Devices

7.1 MANDATORY EQUIPMENT

7.1.1 General

Tanks shall be fitted with the equipment described in 7.1.2 through 7.1.8. Equipment shall be suitable for use with LPG and designed for at least the maximum service conditions to which it may be subjected.

7.1.2 Liquid-Level Gauging Equipment

7.1.2.1 Each LPG tank shall be provided with liquid-level gauging equipment as specified in 7.1.2.2 through 7.1.2.5.

7.1.2.2 Each tank shall be equipped with a reliable level-indicating system. The need for a second, independent level-indicating system shall be determined by a safety analysis.

7.1.2.3 An independent high-level alarm shall be provided. The alarm shall be set to give the operator sufficient time to stop the flow before the maximum permissible filling height is exceeded (see 7.1.3). The alarm shall be located so that it is audible and visible to the operating personnel controlling the filling operation.

7.1.2.4 For tanks that cannot be removed from service, provisions shall be included for testing, repairing, and replacing primary gauges and alarms while the tank is in service.

7.1.2.5 In tanks that have a high-level cutoff, the cutoff device shall be in addition to and independent of the high-level alarm specified in 7.1.2.3.

7.1.3 Maximum Liquid Level

The maximum permissible filling height of an LPG tank shall be set to provide adequate vapor space to accommodate any thermal expansion that may occur after filling is completed. The maximum filling height shall be set so that when a tank filled to that level at the minimum anticipated storage temperature the thermal expansion of the liquid will not cause the LPG level to exceed 98% of the liquid full level.

7.1.4 Level Gauges

Columnar glass level gauges shall not be used. Reflex and see-through level gauges shall be equipped with a ball check valve or a similar protective device.

7.1.5 Pressure Gauge

On each tank, a suitable pressure gauge should be considered. When used it should be connected to the vapor space.

7.1.6 Pressure- and Vacuum-Relieving Devices

7.1.6.1 General

Each tank shall be provided with one or more spring-loaded or pilot-operated pressure relief valves. The pressure relief valve or valves shall be set to discharge as required by the ASME Code. Pilot-operated pressure relief devices shall be designed so that the main valve will open automatically and protect the tank if the pilot valve fails. Pilot-operated valves shall be provided with a backflow preventer if the possibility exists that the internal pressure can drop below atmospheric. Tanks that may be damaged by internal vacuum shall be provided with vacuum-relieving devices. Weight and lever pressure-relieving devices shall not be used.

7.1.6.2 Pressure Relief Valve Flow Capacities

Pressure relief valves installed on LPG tanks shall be designed to provide adequate flow capacity to protect the tank during fire exposure. Other causes of tank overpressure, such as overfilling and introduction of material with a higher vapor pressure in a common piping system, shall be considered in determining design flow capacity. Pressure relief valves shall be designed and sized in accordance with API RP 520, Part I, and RP 521.

7.1.6.3 Pressure Relief Valve Information

Each pressure relief valve shall be marked as required by the applicable ASME code, API standard, or API recommended practice.

7.1.6.4 Pressure Relief Valve Installation

7.1.6.4.1 Pressure relief valves shall be installed in accordance with API RP 520, RP 521, and the requirements of 7.1.6.4.2 through 7.1.6.4.6.

7.1.6.4.2 The pressure relief valve shall be installed to provide direct connection to the vapor space and to minimize liquid carry-over during vapor relief, especially when the tank is

nearly full. This shall be achieved by locating the pressure relief valve connections as close as practical to the top of the vapor space.

7.1.6.4.3 The possibility of tampering with the adjustment mechanism shall be minimized. If the adjustment mechanism is external, it shall be sealed.

7.1.6.4.4 The inlet and outlet piping for the pressure relief valve shall be designed to pass the rated capacity of the valve without exceeding the allowable pressure-drop limits.

7.1.6.4.5 The pressure relief system shall be protected from the closure of any block valves installed between the tank and the pressure relief valve or between the pressure relief valve and its discharge vent outlet. This protection may be achieved by one of the following procedures:

a. Installing the pressure relief valve without block valves.
b. Providing excess pressure relief valve capacity with multi-way valves, interlocked valves, or sealed block valves arranged so that isolating one pressure relief valve will not reduce the capacity of the system to below the required relieving capacity.
c. Locking or sealing the block valves open without installing excess relieving capacity, as follows. The valve seals or locks should be checked routinely to assure they are in place and locks are operable. The valves shall be closed by an authorized person who shall remain stationed in audible and visual contact with the vessel, and in a position to correct or arrest potential overpressure events while the valves are closed and the tank is in operation and shall lock or seal the valves open before leaving. The authorized person shall be able to observe the operating pressure while the valves remain blocked and shall be ready to take emergency action if required.

7.1.6.4.6 The stem of any gate valve installed in the pressure relief system shall be in a horizontal or below-centerline position.

7.1.6.5 Discharge Vents

7.1.6.5.1 Discharge vents from the pressure relief valves or common discharge headers shall be designed to meet the requirements of API RP 520 and RP 521 and shall be installed in accordance with the requirements given in 7.1.6.5.2 through 7.1.6.5.6.

7.1.6.5.2 Discharge vents shall lead to the open air or to a flare system. Discharging directly to the atmosphere is unacceptable if liquid LPG might be released into the atmosphere, unless the discharge is through thermal relief valves. Positive design and operational steps shall be taken to prevent the discharge of liquid LPG from atmospheric vents. Such steps include automatic shutdown of filling operations prior to overfilling.

7.1.6.5.3 Discharge vents shall be protected against mechanical damage.

7.1.6.5.4 If discharge vents relieve to the atmosphere, they shall be designed to prevent entry of moisture and condensate. This design may be accomplished by the use of loose-fitting rain caps and drains. Drains shall be installed so that the discharge will not impinge on the tank or adjoining tanks, piping, equipment, and other structures.

7.1.6.5.5 Discharge vents shall be designed to handle any thrust developed during venting. Discharge shall not be less than 3 m (10 ft) above the operating platform.

7.1.6.5.6 Discharge shall be to an area that has the following characteristics:

a. The area prevents flame impingement on tanks, piping, equipment, and other structures.
b. The area prevents vapor entry into enclosed spaces.
c. The area is above the heads of any personnel on the tank, adjacent tanks, stairs, platforms, or the ground.

7.1.6.6 Pressure Setting

Pressure relief valves shall be tested for correct set pressure before being placed in service. See API RP 520.

7.1.7 Shutoff Valves

7.1.7.1 Shutoff valves shall conform to the criteria specified in 7.1.7.1.1 through 7.1.7.1.3.

7.1.7.1.1 Shutoff valves shall be provided for all tank connections except the following:

a. Connections on which safety valves are mounted.
b. Connections containing a ⅛-inch-maximum restriction orifice, plugs, or thermometer wells.

7.1.7.1.2 Shutoff valves shall be located as close to the tank as is practical. The preferred location is at the shell nozzle. Shutoff valves shall be readily accessible for operation and maintenance.

7.1.7.1.3 Shutoff valves shall conform to the material and construction requirements of 8.6.

7.1.7.2 All shutoff valves located on nozzles below the maximum liquid level shall be designed to provide a visual indication of the valve position and shall be capable of maintaining an adequate seal under fire conditions. Valves meeting the requirements of API Std 607 or Spec 6FA have the required fire resistance.

7.1.7.3 When the capacity of the vessel exceeds 10,000 gallons, all shutoff valves on inlet and outlet piping located below the maximum liquid level shall either close automatically or be remotely operable during the first 15 minutes of fire exposure. This may require fireproofing of the control

system (see 10.11). These valves shall also be manually operable at the installed location. Check valves installed on dedicated fill lines are suitable for meeting the requirements of this paragraph.

7.1.8 Temperature Indicator

Each tank shall be fitted with a suitable thermometer well.

7.2 TANK ACCESSORY MATERIALS

Ductile (nodular) iron, cast aluminum, malleable iron, and brass shall not be used in any pressure-retaining tank accessories.

8 Piping Requirements

8.1 AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS CODE FOR PRESSURE PIPING

Piping at facilities covered under this standard shall conform to the provisions of ASME B31.3; except that piping that falls under the exclusion provided in 300.1.3(e) of ASME B31.3 shall be constructed in accordance with the provisions of ASME B31.4. The additional provisions of this section apply to piping constructed in accordance with ASME B31.3.

8.2 LPG PIPING

8.2.1 Recommended Pipe

Piping shall be seamless, electric-resistance-welded, or submerged-arc-welded pipe. Pipe to be used in piping applications of 2 in. or smaller shall be seamless.

8.2.2 Piping Joints

8.2.2.1 The number of joints of any type between the vessel and the first block valve shall be minimized.

8.2.2.2 Welded joints shall be used where practical.

8.2.2.3 The number of flanged joints shall be minimized.

8.2.2.4 Joints in pipe NPS 2 or larger shall be welded or flanged.

8.2.2.5 Joints in pipe smaller than NPS 2 shall be socket-welded, butt-welded, or flanged.

8.2.2.6 Piping gaskets shall be of the self-centering or confined type and shall be resistant to LPG.

8.2.2.7 Threaded connections shall be minimized to the extent practicable and shall be between NPS 3/4 and NPS 1 1/2, inclusive.

Note: Threaded connections are typically used for connections such as instrumentation and specialty devices and are downstream of a block valve.

8.2.3 Minimum Specifications

8.2.3.1 The pipe wall thickness shall be equal to or greater than that required by ASME B31.3. The minimum requirements specified in 8.2.3.2 and 8.2.3.3 shall also apply.

8.2.3.2 Pipes made from materials subject to brittle-failure, such as carbon steel, shall have the following minimum wall thicknesses:

a. Nominal pipe size less than NPS 2—Schedule 80.
b. NPS 2-5—Schedule 40 (except for threaded connections, which shall be Schedule 80).
c. NPS 6—wall thickness of 0.25 NPS.
d. NPS 8-12—Schedule 20.
e. NPS 14 or larger—Schedule 10.

8.2.3.3 Pipes made from materials not subject to brittle-failure, such as stainless steel, shall have the following minimum wall thicknesses:

a. NPS 3/4 or less—Schedule 80S.
b. NPS 1, 1 1/2, or 2—Schedule 40S.
c. NPS larger than 2—Schedule 10S.

8.2.4 Pressure Tubing

Tubing shall be constructed of steel. If tubing will be exposed to a corrosive atmosphere, stainless steel shall be used.

8.3 FITTINGS

8.3.1 Butt-Welding Fittings

Butt-welding fittings shall be made from seamless steel or equivalent material, shall be of at least the same thickness and schedule as the piping, and shall conform to ASME B16.9.

8.3.2 Socket-Welding Fittings

Socket-welding fittings 2 in. or smaller in size, such as elbows, tees, and couplings, shall be of forged steel and shall have a working pressure of at least 2000 psi.

8.3.3 Packed-Sleeve and resilient-sealed Couplings

Packed-sleeve and resilient-sealed couplings shall not be used.

8.3.4 Flanges

Weld-neck flanges are preferred. Socket-weld NPS 2 and smaller are acceptable. If slip-on flanges are used, they shall be welded both inside and outside.

8.4 PLUGS

Plugs shall be constructed of steel.

8.5 UNIONS

Unions shall be of forged steel, shall have a working pressure of at least 3000 psi, and shall have ground metal-to-metal seats. Gasket unions shall not be used. Unions shall not be used between the vessel and the first valve.

8.6 VALVES

8.6.1 Primary Shutoff Valves

8.6.1.1 The primary shutoff valves for a tank (specifically the valves nearest the vessel that can shut off flow) shall be made from steel. Valves constructed of free-machining steel similar to AISI Series 1100 and 1200 shall not be used.

8.6.1.2 Union or screwed-bonnet valves shall not be used unless they are equipped with bonnet retainers or the bonnets are tack welded.

8.6.1.3 Valves that are sandwiched between two flanges by long, exposed bolts shall not be used, unless the valves have lug-type bodies that cover the bolts.

8.6.1.4 Ball valves shall meet the requirements of API Std 607.

8.6.2 Check Valves

Check valves shall be installed on the discharge side of all centrifugal pumps.

8.6.3 Pressure Relief Valves

Pressure relief valves shall be constructed of steel.

8.6.4 Thermal Relief Valves

Suitable thermal relief valves shall be considered on liquid lines that can be blocked between two shutoff valves. Other equipment that can be blocked between shutoff valves shall be provided with protection from overpressure due to thermal expansion of the liquid. Where liquid is trapped in valve cavities, the need for pressure relief shall be considered.

8.7 LOCATION, INSTALLATION, AND FLEXIBILITY OF PIPING, VALVES, AND FITTINGS

8.7.1 Piping shall be provided with adequate flexibility to accommodate the following:

a. Settling of tanks or shifting of foundations.
b. Expansion or contraction of tanks or piping with changes in temperature.
c. Soil movement.
d. Cooling or heating of unloading connections, vent connections, or loading and unloading headers.

8.7.2 Headers located on piers shall be designed to permit unrestrained movement of the piping in the direction of expansion or contraction except at necessary anchor points.

8.7.3 All water drawoffs shall be extended so that they do not terminate under the vessel. Drain lines shall not be directed into a public sewer or into a drain not designed to contain flammable materials. Double valves shall be provided. When drain lines are supported by any type of support not directly attached to the tank, adequate flexibility shall be provided in the lines to accommodate differential settlement. Stress imposed on the vessel nozzle by the drain lines shall be minimized.

8.7.4 Water drain lines and similar small lines shall be adequately supported or shall be fabricated with sufficient strength to be self-supporting under operating conditions, including the condition of maximum flow reaction thrust. Stress imposed on the vessel by the drain lines shall be minimized.

8.7.5 Freeze protection shall be considered for all drain lines and potential water collection points. Abnormal operating conditions, such as might occur during abnormally cold weather, should be considered where water might collect and freeze protection is needed.

9 Loading, Product Transfer, and Unloading Facilities

9.1 SCOPE

This section covers the design and construction of facilities that transfer LPG as follows:

a. From a pipeline to stationary storage.
b. From truck or railcar racks and marine docks to stationary storage.
c. From stationary storage to truck or railcar racks or marine docks.
d. From stationary storage to a pipeline.

9.2 RATES OF LOADING AND UNLOADING

9.2.1 Sizing

Pumps and loading devices shall be sized to provide rates of flow appropriate to the capacity of the facility. Care shall be taken to ensure that the rates of flow give the operator enough time to follow the course of loading and unloading at all times and to shut down the facility before tanks are completely emptied or before they are filled beyond their maximum filling height.

9.2.2 Design

The transfer system shall incorporate a means for rapidly and positively stopping the flow in an emergency. Transfer systems shall be designed to prevent dangerous surge pressures when the flow in either direction is stopped.

9.3 TRANSFER, LOADING, AND UNLOADING EQUIPMENT

9.3.1 Pumps

9.3.1.1 Pumps may be centrifugal, reciprocating, gear, submersible or may be another type designed for handling LPG. The design pressure and construction material of the pumps shall be capable of safely withstanding the maximum pressure that could be developed by the product, the transfer equipment, or both. When centrifugal pumps are used, mechanical seals are recommended. Positive displacement pumps shall have a suitable relief device on the discharge side unless other provisions are made for protection of the equipment.

9.3.1.2 When submersible pumps are used, each interface between the LPG system and an electrical conduit or wiring system shall be sealed or isolated to prevent passage of LPG to another portion of the electrical installation. See NFPA 59A for further information.

9.3.2 Compressors

Compressors for loading and unloading LPG shall be designed for the maximum outlet pressure to which they may be subjected. Each centrifugal compressor discharge connection shall be equipped with a check valve. Each centrifugal compressor shall be evaluated for conditions that may cause overpressure, and a relieving device shall be provided if required. Each positive displacement compressor shall be equipped with a pressure-relieving device on the discharge side. A suitably sized scrubber or liquid knockout drum shall be installed immediately upstream of vapor compressors. The scrubber shall be equipped with a high-liquid-level device to shut down the compressor.

9.3.3 Pressure Gauges

Pressure gauges shall be provided in enough locations in the liquid and vapor lines to enable the operator to monitor operating pressure and pressure differentials constantly to ensure safe operation.

9.3.4 Emergency Shutoff Valves

9.3.4.1 Emergency shutoff valves shall be provided in the loading-unloading system for tank cars, trucks, and marine facilities and shall incorporate the following means of closing:

a. Manual shutoff at the installed location.
b. Manual activation from a location accessible during an emergency.

A safety analysis shall be the basis for determining the need for the following:

a. Automatic shutoff in the event of an LPG release.
b. Automatic shutoff through thermal (fire) actuation.

9.3.4.2 Installation practices for emergency shutoff valves shall include those specified in 9.3.4.2.1 and 9.3.4.2.2.

9.3.4.2.1 When hose or swivel piping is used for liquid or vapor transfer, an emergency shutoff valve shall be installed in the fixed piping of the transfer system within 20 linear ft of pipe from the end to which the hose or swivel piping is connected. Where the flow is in one direction only, a check-valve may be used in place of an emergency shutoff valve if the check valve is installed in a dedicated storage vessel fill line or vapor return line. When two or more hoses or swivel piping arrangements are used, either an emergency shutoff valve or a check-valve (for unloading lines only) shall be installed in each leg of the piping.

Note: If check valves are used in place of emergency shutoff valves, the owner/operator should have a program to assure the reliability of these devices.

9.3.4.2.2 The emergency shutoff valves or backflow check valves shall be installed in the fixed piping so that any break resulting from a pull will occur on the hose or swivel piping side of the connection while the valves and piping on the plant side of the connection remain intact. This may be accomplished by the use of concrete bulkheads or equivalent anchorage or by the use of a weakness or shear fitting. Refer to NPGA Bulletin 128.

9.3.4.3 Facility boundary limit block valves and check valves shall be provided if the feed or product is transported by pipeline. If block valves are manually operated, they shall be accessible during an emergency.

9.4 GROUNDING AND BONDING

9.4.1 Static Electricity

Protection from discharge of static electricity is not required when a tank car, a tank truck, or marine equipment is loaded or unloaded through tight (top or bottom) outlets using a conductive or nonconductive hose, flexible metallic tubing, or pipe connection because no spark gap exists while product is flowing (see API RP 2003).

9.4.2 Stray Currents

If stray currents are present or if impressed currents are used on the loading and unloading systems for cathodic protection, protective measures shall be taken in accordance with API RP 2003.

9.4.3 Lightning Protection

Aboveground metallic LPG storage containers do not require lightning protection. To protect personnel and foundations where the piping might not provide grounding, grounding rods shall be provided for tanks supported on nonconductive foundations. See API RP 2003 for additional information on lightning protection.

9.5 HOSE AND OTHER FLEXIBLE CONNECTORS FOR PRODUCT TRANSFER

9.5.1 Hose

9.5.1.1 Hose shall be fabricated of materials resistant to LPG in both liquid and vapor form. If wire braid is used for reinforcement, it shall be made from corrosion-resistant material such as stainless steel.

9.5.1.2 The correctness of design, construction, and performance of hose shall be determined. Only hose listed by Underwriters Laboratories or another nationally recognized testing laboratory shall be used for LPG transfer applications. Hose used in marine applications shall be approved by the U.S. Coast Guard.

9.5.1.3 Hose, hose connections, and flexible connectors used for transferring LPG liquid or vapor at pressures in excess of 5 psig shall conform to the criteria specified in 9.5.1.3.1 through 9.5.1.3.3.

9.5.1.3.1 Hose shall be designed for a minimum working pressure of 350 psig and a minimum bursting pressure of 1750 psig. Hose shall be marked "LPG" or "LP-gas" at intervals of not more than 10 ft.

9.5.1.3.2 After the installation of connections, hose assemblies shall be tested to a pressure not less than 700 psig.

9.5.1.3.3 Hose assemblies shall be visually inspected before each use for damage or defects. Hose assemblies shall be tested at least annually at whichever is greater, the maximum pump discharge pressure or the relief valve setting.

9.5.2 Hose Protection

Hose shall be protected from the elements and physical damage. Particular attention shall be given to the prevention of potentially damaging ice formation on the corrugations of metallic hose.

9.5.3 Support of Loading Arms or Hoses

Provisions shall be made for adequately supporting the loading hose or arm. The weight of ice formations on uninsulated hoses or arms shall be considered in the design of counterweights.

9.5.4 Flexible Pipe Connection

Each flexible pipe connection shall be capable of withstanding a test pressure of 1½ times the design pressure for its part of the system.

9.6 BLOWDOWN OR VENTING OF LOADING AND UNLOADING LINES

Each hose or pipe connection(s) with flexible joints used in the loading and unloading of LPG between stationary and mobile tanks shall be equipped with a blowdown or bleeder valve. The valve shall enable the emptying of the hose or pipe connection(s) after the block valves on each side of the hose or pipe connection(s) have been closed. The blowdown or bleeder valve shall be sized and installed so that venting does not create a hazard.

9.7 MARKING OF VALVES IN LOADING AND UNLOADING SYSTEMS

When more than one product is handled at a loading or unloading rack, the lines shall be marked or designated so that the operator can identify the various lines and valves without having to trace them to their source or destination.

9.8 METERING EQUIPMENT USED IN LOADING AND UNLOADING

When liquid meters are used to measure the volume of LPG that is being transferred from one container to another or that is being transferred to or from a pipeline, the meters and accessory equipment shall be installed in accordance with the procedures stipulated by API RP 551, and Chapter 5 of the API *Manual of Petroleum Measurement Standards*.

9.9 LPG ODORIZATION

If specified, a stationary LPG storage facility designed to transfer LPG to tanks, trucks, railroad tank-cars, or marine containers through loading racks or docks shall have equipment that enables the addition of odorant as specified by NFPA 58 and the Transportation Safety Act of 1974, Part 173, Section 315.

10 Fire Protection

10.1 GENERAL

Fire protection provisions shall be based on a safety analysis of local conditions, exposure from or to other sites, availability of a water supply, and effectiveness of fire brigades and fire departments. The analysis shall include possible but realistic accident scenarios that may occur, including scenarios of vapor release, ignition, and fire. For additional information, background, and guidance, see API Publ 2510A.

10.2 ACCESS FOR FIRE FIGHTING

The layout of the storage facility, including the arrangement and location of plant roads, walkways, doors, and operating equipment, shall be designed to permit personnel and equipment to reach any area affected by fire rapidly and effectively. The layout shall permit access from at least two directions. Emergency escape as well as access for fire fighting shall be considered.

10.3 FIRE WATER USE

Storage facilities for LPG shall be provided with a fire water system unless a safety analysis shows this protection to be unnecessary or impractical. See API Publ 2510A for additional information.

10.3.1 System Design

The design of the fire water system shall be in accordance with 10.3.1.1 through 10.3.1.10

10.3.1.1 A looped fire water system shall be provided around the storage and handling portions of an LPG facility.

10.3.1.2 Sufficient isolation valves shall be provided in the fire water grid to prevent loss of the grid due to a single break in the water main. Block valves shall be arranged so that all parts of the plant can be protected by a portion of the fire water main system when an impaired section is isolated for repair.

10.3.1.3 The capacity of the fire water system shall be equal to the amount of fire water required to cool the largest vessel being protected (or if multiple vessels are on a commonly activated fixed deluge or spray system, the capacity of the system), plus the amount required to cool adjacent vessels, plus reserve capacity for up to three additional 250-gallon-per-minute cooling streams. Where the capacity of the fire water system is determined by the requirement for LPG storage, the system is permitted to be sectionalized to reduce the maximum simultaneous requirement for fire water.

10.3.1.4 Pipe used for fire water mains and branch lines to hydrants shall be at least 6 NPS in size. Branch lines to deluge, monitor, or spray systems are permitted to be smaller, provided hydraulic calculations show that the size selected will supply the design demand at the required pressure.

10.3.1.5 The fire water system shall be functional in all seasons and shall be capable of delivering 100% of the design rate for at least 4 hours. The fire water system shall be suitably protected from freezing where necessary.

10.3.1.6 The fire water grid shall be designed so that at least half the water required by the single largest incident can be delivered if any single section of the fire water main is lost.

10.3.1.7 Regardless of the fire water application method used, the location of hydrants shall be arranged so that each storage vessel can be reached from at least two directions by at least three cooling streams none of which uses more than 300 ft of hose.

10.3.1.8 The fire water system shall be designed to provide water for cooling to the protected equipment within 60 seconds of activation to achieve design water delivery rates within 10 minutes of system activation.

10.3.1.9 The fire water system shall be designed to facilitate testing to assure reliability, adequate flow rate, and adequate coverage of the protected equipment.

10.3.1.10 The fire water systems shall be tested to verify that their performance is as designed. Since the capacity of the water grid can deteriorate gradually as a result of scale buildup in the water mains, a Hazen-Williams coefficient no greater than 100 shall be used for unlined steel pipe.

10.3.2 Fire Water Application Methods

LPG storage vessels shall be protected by water deluge systems, fixed monitors, water spray systems, or any combination of these systems. Portable equipment may be used but shall not be a primary method of water application.

10.3.2.1 Water Deluge System

A water deluge system is a system in which all the water is applied at the top of the vessel and allowed to run down the sides. When a water deluge system is selected for the protection of LPG storage facilities, it shall include the design features described in 10.3.2.1.1 through 10.3.2.1.5.

10.3.2.1.1 The system shall be designed so that under nonfire conditions, the water flows evenly over the entire surface of the vessel. The adequacy of the water coverage shall be determined by means of performance tests.

10.3.2.1.2 If weirs are used to improve distribution, they shall be provided with drainage to prevent standing water, which may increase corrosion.

10.3.2.1.3 Pipe used for main water distribution lines shall have a diameter of at least 3 in.

10.3.2.1.4 Top-mounted water distribution nozzles shall be at least 1½ in. in size and shall be provided with suitable deflectors or weirs to achieve good water distribution.

10.3.2.1.5 The system shall be manually operated from a safe location that is outside the spill containment area and that is at least 50 ft from the vessel being protected. The location of the actuating valve shall be clearly and prominently marked. In locations with unattended or partially attended operations, consideration shall be given to additional methods of system activation such as automatic or remote operation. When the system is remotely or automatically operated, a full-size manually operated bypass valve shall also be provided in an accessible, safe location.

10.3.2.2 Fixed Monitors

Fire water monitors permanently connected to the fire water grid can be used to apply cooling water to the shell of LPG storage vessels. Where protection by means of monitors is selected, the system shall include the design features described in 10.3.2.2.1 through 10.3.2.2.4.

10.3.2.2.1 The entire surface of each vessel shall be reached with streams from the monitors.

10.3.2.2.2 Each monitor shall be accessible during a fire or shall be remotely activated and controlled.

10.3.2.2.3 Monitor nozzles shall be adjustable for fog or straight stream, as required, to provide the most effective coverage of the protected vessel.

10.3.2.2.4 In freezing climates, monitors shall be suitably protected against freezing.

10.3.2.3 Water Spray Systems

A water spray system uses many spray nozzles arranged in a grid pattern to distribute the water evenly over the LPG vessel. When a water spray system is selected for the protection of LPG storage facilities, it shall include the design features described in 10.3.2.3.1 through 10.3.2.3.6.

10.3.2.3.1 The system shall be designed so that the water is applied evenly over the entire surface of the vessel that may be exposed to fire. Allowance for rundown is permitted. The adequacy of the water coverage shall be determined by performance tests.

10.3.2.3.2 The spray system shall be an open-head system, with all nozzles supplied from the top of the supply branch line and each branch line shall be from the top of the water distribution main line. Spray orifice size shall be at least 0.25 in.. Larger orifice sizes will reduce the tendency of the nozzles to become clogged.

10.3.2.3.3 The system shall be manually operated from a safe location that is outside the spill containment area and that is at least 50 ft from the vessel being protected. The location of the actuating valve shall be clearly and prominently marked. In locations with unattended or partially attended operations, consideration shall be given to additional methods of system activation such as automatic or remote operation. When the system is remotely or automatically operated, a full-size manually operated bypass valve shall also be provided in an accessible, safe location.

10.3.2.3.4 Flush-out connections shall be installed in the system to permit flushing at periodic intervals. Accessible low-point drain connections shall also be provided.

10.3.2.3.5 The sizing of all piping shall be based on hydraulic calculations. Pipe used for main water distribution lines shall have a diameter of at least 3 in. Pipe used for branch lines to spray heads is permitted to not be less than NPS 3/4 in size.

10.3.2.3.6 A full-flow strainer with a valved blow-off connection shall be installed in the main feeder line to the spray system. The maximum size of the opening in the strainer shall be 0.25 in. A full-size valved bypass shall be provided. Galvanized piping shall be considered downstream of the strainers to reduce the potential for rust scale plugging spray nozzles.

10.3.2.4 Portable Equipment

Portable equipment, such as fire hoses and portable monitors, shall not be used as the only means of protecting exposed LPG vessels. It is permitted to use portable equipment when vessels are fireproofed as outlined in 10.7.

10.3.3 Fire Water Application Rates

10.3.3.1 The minimum required fire water application rate depends on the method of application.

10.3.3.2 In determining fire water application rates, the surface area of the vessel that could be exposed to fire shall be the surface area of the vessel above the level of the liquid contents at the vessel's lowest operating level.

10.3.3.3 Fixed deluge or water spray systems shall be designed to protect against pool fire exposure to the vessel with a minimum fire water application rate of 0.10 gallon per minute per square foot of exposed vessel surface. *If there is concern or risk of a vessel being engulfed by flame or subject to substantial flame contact, supplemental cooling streams should be provided or the application rate should be increased to 0.25 gpm/ft^2.*

10.3.3.4 To compensate for losses due to wind and vaporization that occur before the stream reaches the vessel wall, fire water monitor systems shall be designed to protect against pool fire exposure to the vessel with a minimum water application rate of 0.20 gallon per minute per square foot of exposed vessel surface.

10.4 FIRE DETECTION SYSTEMS

A safety analysis shall be used to determine the need for fire and hydrocarbon detection systems. Where provided, fire and hydrocarbon detection systems shall be arranged to sound their alarms whenever fire or hydrocarbons are present. It is permitted to use detection systems to automatically activate isolation or fire protection systems in remote or unattended facilities.

10.5 FIRE EXTINGUISHERS

10.5.1 Portable fire extinguishers shall be used to extinguish an LPG fire only after the source of LPG has been shut off, to prevent the formation of a hazardous vapor cloud.

10.5.2 Dry chemical fire extinguishers shall be provided at strategic locations such as those near pumps and loading racks so that they are readily available for operator use.

10.6 FIRE-FIGHTING FOAM

Fire-fighting foam shall not be used to extinguish LPG fires.

10.7 FIREPROOFING OF LPG VESSELS

10.7.1 Except for remote facilities, which require no protection, fireproofing shall be used to protect vessels if portable equipment is the only means of applying fire water.

10.7.2 Where fireproofing is used, it shall provide protection of the structural steel or LPG vessel for the time period required for operation of fire water systems.

10.7.3 When fireproofing is used, it shall comply with the provisions of 10.7.3.1 through 10.7.3.5.

10.7.3.1 Outside surfaces of LPG vessels that may be exposed to fire shall be covered with a fireproofing material that is suitable for the temperatures to which the vessel will be exposed. Refer to API Publ 2218 for additional information on fireproofing.

10.7.3.2 The thickness of the fireproofing material should be equivalent to a fire endurance of 1½ hours per UL 1709 when tested on a 10W49 column.

10.7.3.3 Thermal insulation used for fireproofing shall be jacketed with rust-resistant steel.

10.7.3.4 The fireproofing material shall be suitably protected against weather damage and sealed to prevent water entry.

10.7.3.5 The fireproofing system shall be capable of withstanding exposure to direct flame impingement and shall be resistant to dislodgment by direct impingement of fire water streams. Refer to NFPA 58, Appendix G, for further information.

10.8 FIREPROOFING OF STRUCTURAL SUPPORTS

10.8.1 Except for remote facilities, which require no protection, structural supports shall be provided with fireproofing, as specified in 10.8.2 through 10.8.9.

10.8.2 Fireproofing shall be provided on the aboveground portions of the vessel's supporting structures. The fireproofing shall cover all support members required to support the static load of the full vessel. Fireproofing shall not encase the points at which the supports are welded to the vessel. Refer to API Publ 2218 for additional information on fireproofing.

10.8.3 Fireproofing shall be provided on horizontal vessel saddles where the distance between the bottom of the vessel and the top of the support structure is greater than 12 in. Where such fireproofing is provided, it shall extend from the support structure to the vessel, except that it shall not encase the points at which the saddles are welded to the vessel.

10.8.4 When a vertical vessel is supported by a skirt, the exterior of the skirt shall be fireproofed.

10.8.5 Fireproofing shall be provided on all pipe supports within 50 ft of the vessel and on all pipe supports within the spill containment area of the vessel.

10.8.6 To be considered as adequately fireproofed, support structures of concrete or masonry shall meet the criteria of 10.8.8.

10.8.7 Fireproofing is not required for diagonal bracing, including tie rods, or for redundant members that are not necessary for supporting static loads.

10.8.8 The thickness of the fireproofing material should be equivalent to a fire endurance of 1½ hours per UL 1709 when tested on a 10W49 column.

10.8.9 Fireproofing material shall be suitably protected against weather damage and sealed to prevent water entry. It shall be resistant to dislodgment by direct impingement of fire water streams.

10.9 BURYING AND MOUNDING

CAUTION: LPG vessels buried below grade or mounded above grade to reduce exposure to an external fire require special precautions, careful preparation, and special design features. Adequate protection against corrosion, leaks, and mechanical damage when the vessel is uncovered for inspection shall be provided. Burying and mounding for protection of LPG storage vessels shall be specially engineered and arranged to meet the provisions of NFPA 58 for buried or mounded tanks.

10.10 ELECTRICAL INSTALLATIONS AND EQUIPMENT

All electrical installations and equipment shall conform to the provisions of NFPA 70. Refer to API RP 500 or 505 for guidance in the classification of electrical areas.

10.11 CRITICAL WIRING AND CONTROL SYSTEMS

10.11.1 Unless the electrical, instrument, and control systems are fail-safe in a fire, these systems-including especially the wiring used to activate the equipment needed in an emergency-shall be protected from fire damage. Thus, in areas where the control wiring used to activate an emergency shutoff valve during a fire could be exposed to the fire, the wiring shall be protected against a 15-minute fire exposure; however, if activation of an emergency shutoff valve would not be necessary during any fire to which its wiring could be exposed, then protection of the wiring is not required.

10.11.2 Wiring shall be protected by selective routing, burying, fireproofing, or a combination of these methods.

10.12 SAFETY PRECAUTION SIGNS

Appropriate safety precaution signs shall be placed to provide notification and instructions concerning safety requirements and emergency systems.

10.13 LIGHTING

In all storage and operating areas, lighting that is adequate for operations under normal conditions shall be provided. In addition, lighting that is sufficient to enable safe operations during an emergency shall be provided.

10.14 FENCING

Any LPG storage installation that is not within a fenced plant area or otherwise isolated from the public shall be fenced, and at least two means of exit shall be provided. Exits shall be located so that a single emergency cannot prevent egress from any part of the installation.

10.15 ROADWAYS

Suitable roadways or other means of access for fire-fighting equipment such as wheeled extinguishers or fire trucks shall be provided. Access to LPG handling and storage areas shall be restricted or controlled.

11 Refrigerated Storage

11.1 GENERAL

11.1.1 Scope

This section contains specific requirements for refrigerated LPG tanks. Also, unless specifically superseded or expanded upon in this section, the requirements of previous sections apply to refrigerated storage.

11.1.2 Product Mixing

Loading LPG into a partially full refrigerated LPG tank, where the LPG being loaded has a different composition than that of the existing tank content, can cause generation of large quantities of vapor. If this condition can exist, the vapor generation rate can be calculated and included in the sizing of the tank pressure relief valves. As a minimum, the pressure relief valves shall be sized to discharge vapor at a rate no less than 3% of the full tank liquid capacity in 24 hours.

11.2 DESIGN REQUIREMENTS

11.2.1 Code Requirements

11.2.1.1 Low-Pressure Tanks

Tanks with design pressures of less than 15 psig shall conform to API Std 620.

11.2.1.2 Pressure Storage

Tanks with design pressures of at least 15 psig shall be designed in accordance with the ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Division 1 or 2.

11.2.2 Design Pressure

11.2.2.1 The design pressure of a refrigerated LPG tank is determined by the product's vapor pressure at the storage temperature. The set pressure of the pressure-relieving device shall be at least 5% greater than the design operating pressure.

11.2.2.2 The tank section above the maximum liquid level shall be designed for a pressure of at least that at which the pressure relief valves are to be set and for the maximum partial vacuum that can be developed. All portions of the tank below the maximum liquid level shall be designed for at least the most severe combination of gas pressure (or partial vacuum) and static liquid head affecting each element of the tank.

11.2.3 Design Temperature

The design temperature for a refrigerated LPG tank shall be the lowest of the following:

a. The lowest temperature to which the tank contents will be refrigerated.
b. The lowest shell temperature resulting from cold ambient conditions, if that temperature is below the refrigerated product temperature.
c. The autorefrigeration temperature of the contents.

11.3 SITING REQUIREMENTS

11.3.1 Minimum Distance Requirements for Refrigerated LPG Tanks

11.3.1.1 The minimum horizontal distance between the shell of a refrigerated LPG tank and the line of adjoining property that may be developed shall be 200 ft. Where residences, public buildings, places of assembly, or industrial sites are located on adjacent property, greater distances or other supplemental protection shall be evaluated.

11.3.1.2 The minimum horizontal distance between the shells of adjacent refrigerated LPG tanks shall be half the diameter of the larger tank.

11.3.1.3 The minimum horizontal distance between the shell of a refrigerated LPG tank and the shell of another non-refrigerated hydrocarbon storage facility shall be the largest of the following distances with the exception noted after Item d:

a. If the other storage is pressurized, three-quarters of the larger tank diameter.

b. If the other storage is in atmospheric tanks and is designed to contain material with a flash point of 100F or less, one diameter of the larger tank.
c. If the other storage is in atmospheric tanks and is designed to contain material with a flash point greater than 100F, half the diameter of the larger tank.
d. 100 ft.

The minimum horizontal distance between shells need not exceed 200 ft.

11.3.2 Siting of Refrigerated LPG Tanks

Refrigerated LPG tanks shall not be located within buildings, within the spill containment areas of other flammable or combustible liquid storage tanks as defined in NFPA 30, or within the spill containment areas of pressurized storage tanks.

11.3.3 Spill Containment

11.3.3.1 Refrigerated LPG tanks shall be provided with spill containment facilities. To prevent the accumulation of flammable material under or near a refrigerated LPG tank, the ground under and surrounding the tank shall be graded to drain any spills to a safe area away from the tank.

11.3.3.2 Spill containment shall be provided by the remote impoundment of spilled material or by the diking of the area surrounding the vessel.

11.3.4 Remote Impoundment

11.3.4.1 If remote impoundment is to be used for spill containment, the remote impoundment facility shall be designed according to the guidelines given in 11.3.4.2 through 11.3.4.5.

11.3.4.2 The grading of the area under and surrounding the vessels shall direct any leaks or spills to the remote impoundment area. The grading shall be a minimum of 1% slope.

11.3.4.3 Toe walls, dikes, trenches, or channels may be used to assist in draining the spilled product from the area of the tank to a remote impoundment area. However, the use of trenches or channels shall be minimized.

11.3.4.4 The remote impoundment area shall be located at least 50 ft from the vessels draining to it and from any piping or other equipment.

11.3.4.5 The holdup of the remote impoundment area shall be at least 100% of the volume of the largest vessel draining to it.

11.3.5 Diking

11.3.5.1 If diking around the vessel is to be used for spill containment, the diked area shall be designed according to the guidelines given in 11.3.5.2 through 11.3.5.4.

11.3.5.2 The grading of the area under and surrounding the vessel shall direct any leaks or spills to the edge of the diked area. The grading shall be a minimum of 1% slope. Within the diked area, the grading shall cause spills to accumulate away from the vessel and any piping located within the diked area.

11.3.5.3 Each refrigerated LPG tank shall be provided with its own diked area. The holdup of the diked area shall be at least 100% of the volume of the tank.

EXCEPTION: More than one tank may be enclosed within the same diked area provided provisions are made to prevent low temperature exposure resulting from leakage from any one tank from causing subsequent leakage from any other tank.

11.3.5.4 When dikes are used as part of the spill containment system, the minimum height shall be 1.5 ft, measured from the inside of the diked area. Where dikes must be higher than 6 ft, provisions shall be made for normal and emergency access into and out of the diked enclosure. Where dikes must be higher than 12 ft or where ventilation is restricted by the dike, provision shall be made for normal operation of valves and access to the top of the tank or tanks without the need for personnel to enter into the area of the diked enclosure that is below the top of the dike. All earthen dikes shall have a flat top section at least 2 ft wide.

11.4 THERMAL CONSIDERATIONS

The tank foundation shall be designed to prevent 32°F or lower temperatures from penetrating the pad and soil. This limitation shall be accomplished by ventilation, insulation, heating systems, or a combination of these. Heating elements, controls, and temperature sensors shall be designed for easy access and replacement while the tank is in service. Foundation heating systems shall be provided with temperature monitoring and controls. The design of the supporting structure shall consider loads resulting from (a) the thermal gradient across the supporting structure, foundation, and piling due to the temperature of the contents of the vessel and (b) the thermal shock from accidental spills.

11.5 TANK ACCESSORIES

11.5.1 Pressure/Vacuum-Relieving Devices

11.5.1.1 Each refrigerated LPG tank shall be provided with at least one pressure-relieving device set to discharge at no more than the maximum allowable working pressure of the tank.

11.5.1.2 Tanks that may be damaged by internal vacuum shall be provided with at least one vacuum-relieving device set to open at not less than the partial vacuum design pressure.

11.5.1.3 When a closed inner-tank design is used with an outer vapor-tight shell, the outer shell shall be equipped with one or more pressure/vacuum-relieving devices.

11.5.2 Relief Valve Capacities

Relief devices for tanks designed to conform to API Std 620 shall be designed in accordance with API Std 2000. Relief devices for tanks designed to conform to Section VIII of the ASME Code shall be designed in accordance with API RP 520.

11.5.3 Temperature Indicators

Each tank shall be fitted with thermocouples or equivalent temperature-indicating devices for use during cooldown and operations.

11.5.4 Sampling Connections

If sampling connections are required, they shall be installed on the tank piping rather than on the tank.

11.5.5 Tank Accessory Materials

Low-ductility material such as cast iron, semisteel, malleable iron, and cast aluminum shall not be used in any pressure-retaining accessory parts.

11.6 PIPING REQUIREMENTS

11.6.1 Valves

Shutoff valves and accessory equipment shall be constructed of material suitable for the operating pressure and temperature extremes to which they may be subjected.

11.6.2 Insulation

The insulation shall comprise or contain a vapor barrier and shall be weatherproofed. Insulation and weatherproofing shall be fire retardant. Steel surfaces covered by insulation shall be properly coated to prevent corrosion.

11.6.3 Location

When cold piping is routed below grade, trenches, casing, or other means shall be used to permit expansion and contraction of the piping.

11.6.4 Multiple Product Types

When a storage facility handles more than one type of product, dedicated loading and unloading lines between tanks and racks shall be considered for each type of product.

11.7 REFRIGERATION SYSTEM

11.7.1 LPG Temperature

The refrigeration system shall maintain the LPG at a temperature at which the LPG's vapor pressure does not exceed the tank's design pressure.

11.7.2 Sizing

The sizing of the refrigeration system shall consider the following factors:

a. Heat flow from the following sources:
   1. The difference between the design ambient temperature and the design storage temperature.
   2. Maximum solar radiation.
   3. Receipt of product that is warmer than the design temperature, if such an operation is expected.
   4. Foundation heaters.
   5. Connected piping.

b. Vapor displacement during filling and vapor return during product transfer.

11.7.3 Vapor Handling

An alternate handling method shall be provided for an excess in the LPG vapor load resulting from insufficient refrigeration or loss of refrigeration.

11.7.4 Pressure-Relieving Devices

Refer to API RP 520, Parts I and II, for the proper design of pressure-relieving devices and systems for process equipment used in liquefaction and vaporization facilities.

APPENDIX A—PIPING, VALVES, FITTINGS, AND OPTIONAL EQUIPMENT

A.1 Optional Equipment

A.1.1 GENERAL

Tanks may be fitted with the optional equipment described in A.1.2 through A.1.7. Any optional equipment selected for use shall be suitable for use with LPG and designed for at least the maximum service conditions to which it may be subjected.

A.1.2 SAMPLING CONNECTIONS

Sampling connections may be provided on tanks. As an alternative, the connections on gauging equipment may be used for sampling if they are suitably located. Adequate bracing of small connections and piping in sampling lines shall be provided to minimize vulnerability to mechanical damage. The inlet piping to sample containers shall be double valved. Sample connection locations should not be under the vessel. Connections shall be oriented so that purge vapors do not engulf the operator or approach an ignition source.

A.1.3 AUTOMATIC AND REMOTE DEVICES

Automatic shutoff valves, remotely operated shutoff valves, automatic warning devices, pump shutdown switches, or a combination of these may be used where tanks are operated remotely, where they receive LPG at a high rate of flow, or for other circumstances in which the designer considers it advisable. Fireproofing of the control systems may be required for these devices to be effective during fire exposure. See 8.11 for additional information.

A.1.4 STAIRS, LADDERS, WALKWAYS, AND PLATFORMS

Suitable stairs, ladders, walkways, and platforms should be provided to allow access to operating valves and equipment.

A.1.5 COMMON DISCHARGE HEADER

Pressure relief valve lines for one or more tanks may be connected to a common discharge header provided the LPG is being discharged to a flare. Common discharge headers shall be designed in accordance with API RP 521 and shall comply with the provisions of 5.1.6.5. Back pressures that could develop during relief valve discharge shall be taken into account when determining the size of the relief device and of the discharge header. For pilot-operated relief valves discharging into a common header, the effects of backflow should be considered, and a backflow preventer should be provided if required.

CAUTION: Common headers should not be used for venting to the atmosphere. Common discharge headers shall be sized for full relief capacity of all tanks that could be involved in a single emergency situation. Liquid traps in the common header shall be prevented. Other vents, drains, bleeders, and pressure relief devices shall not be tied into the common discharge header if back pressures can develop that may prevent proper functioning of the pressure relief devices on the tank. See API Publ 2510A for additional information.

A.1.6 WATER DRAWOFFS

Facilities for removing water from LPG storage vessels should be provided. These water drawoffs shall be designed to prevent freezing of water within them. See 6.7.4, 6.7.5, and API Publ 2510A for additional information.

A.1.7 WATER FLOOD CONNECTION

Each LPG storage vessel may be provided with a water flood connection. The water flood connection may be provided either into the vapor space of the vessel or directly into the product line to the bottom of the vessel. When the water flood connection is provided on the product line, the possibility of water freezing shall be considered in the design. The water flood connection shall extend outside the spill containment system and shall include (in physical order) a block valve, a check valve, and provision for connection to the water system.

A.2 Location, Installation, and Flexibility of Piping, Valves, and Fittings

A.2.1 RECOMMENDED PRACTICES

A.2.1.1 The practices described in A.2.1.2 through A.2.1.11 concerning location, installation, and flexibility of piping, valves, and fittings are recommended.

A.2.1.2 The design of header piping and tank loading and unloading connections should be as simple as possible. The number of connections to the storage vessel should be minimized. Operating errors increase as the complexity of the piping installation and the number of connections increase.

A.2.1.3 Shutoff valves that must be used during normal operations should be accessible to the operator and should be as close to the tanks, pumps, compressors, and other components as practical. This recommendation should not be construed as discouraging installation of remotely operated shutoff valves or other safety devices.

A.2.1.4 Headers may be installed on piers, supported by stanchions, or buried, as specified by the owner. Buried lines have the advantage of being protected from fires and explosions but have the disadvantages of the possibility of soil corrosion, inaccessibility for inspection, and reduction in

flexibility because of the binding action of the earth. Buried lines should be installed below the frost line and protected from corrosion.

A.2.1.5 Piping should not be laid under concrete floors or slabs. When piping must extend through a concrete wall or below a floor slab, it should be protected by a suitable casing.

A.2.1.6 Lines laid under railroad tracks, highways, access roads, or loading slabs should be installed in accordance with API RP 1102.

A.2.1.7 Interconnected piping between tanks or tank accessories should be installed to permit flexibility in all planes. For example, loading and unloading headers should not be connected to a tank by short, straight rigid piping, regardless of whether the piping is screwed or welded. Equalizing piping should not be connected by short, straight piping between tanks. Vent or relief piping should not have straight piping between adjacent tanks. Piping should include adequate lengths of pipe, with changes in direction obtained by the use of elbows or bends, to provide for possible vertical and horizontal movement of the header relative to the tank.

A.2.1.8 In piping where thermal expansion and contraction are expected to occur, each line should be designed with an adequate expansion bend, angular offset, or other provision to allow for linear movement. Expansion bends may be fabricated from straight lengths of pipe and welding elbows or U-bends. Suitable bellows-type expansion joints, properly anchored and guided, should be used only where space limitations prevent installation of loops or bends.

A.2.1.9 To minimize the amount of material that can be spilled in the event of a line or equipment failure, emergency shutoff valves should be installed in long runs of piping that are used to carry liquids.

A.2.1.10 Low points in piping in which water can accumulate should be avoided to the greatest extent practical. In freezing climates, appropriate freeze protection should be provided where low points cannot be avoided.

A.2.1.11 The second valve in a water drain line should be self-closing (that is, it should be a deadman valve).

A.2.2 REFRIGERATION SYSTEM

A.2.2.1 The vapor load resulting from refrigeration may be handled by one or a combination of the following methods:

a. Recovery by a liquefaction system.
b. Use as a fuel.
c. Use as process feedstock.
d. Disposal by flaring or another safe method.

Alternative handling methods shall be provided to dispose of vented vapors in case of failure of the normal methods. If compressors are used, castings shall be designed to withstand a suction pressure of at least 121% of the tank design pressure.

A.2.2.2 A refrigerated LPG system should incorporate the following accessories:

a. An entrainment separator in the compressor suction line.
b. An oil separator in the compressor discharge line (unless the compressor is a dry type).
c. A drain and a gauging device for each separator.
d. A noncondensable gas purge for the condenser.
e. Automatic compressor controls and emergency alarms to signal at the following times:

1. When any tank's pressure approaches the maximum or minimum allowable tank working pressure or the pressure at which the vacuum vent will open, or
2. When excess pressure builds up at the condenser because of a failure of the cooling medium.

ပြည်ထောင်စုသမ္မတမြန်မာနိုင်ငံတော်
ပို့ဆောင်ရေးဝန်ကြီးဌာန

မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင်

No. 10, Pansodan Street, Yangon, Myanmar. Tel: (95-1) 379141, 246375, 387116 Fax: (95-1) 391355, 384737.
P.O. Box. No. 1, Email: mpa@mptmail.net.mm, http://www.mpa.gov.mm

စာအမှတ်၊ ဆက/မြို့ပြ(GAE)/၄၄၂/၂၀၁၆
ရက်စွဲ၊ ၂၀၁၆ ခုနှစ်၊ မတ်လ [illegible] ရက်

အကြောင်းအရာ။ **သဘောထားမှတ်ချက်ပြန်ကြားပေးရန်ကိစ္စ။**

၁။ ရန်ကုန်တိုင်းဒေသကြီး၊ ကျောက်တန်းမြို့နယ်၊ သီလဝါဆိပ်ကမ်းဒေသ၊ မြေကွက်အမှတ်(၂၂) တွင် ခေတ်မီအပြည့်ပြည့်ဆိုင်ရာ ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည်တင်/ချဆိပ်ခံတံတားနှင့် ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည်သိုလှောင်ဖြန့်ဖြူးရေးနှင့်သက်ဆိုင်သော ဆိပ်ကမ်းအဆောက်အအုံများ တည်ဆောက်၍ BOT စနစ်ဖြင့် ဆိပ်ကမ်းလုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုရန် Green Alliance Energy Co., Ltd. မှ တင်ပြထားပါသည်။

၂။ အဆိုပါ ကိစ္စနှင့်ပတ်သက်၍ ပူးတွဲပါ ပဋိညာဉ်စာချုပ်(မူကြမ်း)နှင့် မြေငှားစာချုပ်(မူကြမ်း) တို့ကို ညှိနှိုင်းပြုစုထားပြီး ယင်းကိစ္စအား မြန်မာနိုင်ငံရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုကော်မရှင်သို့ တင်ပြသည့်အခါ ပြည်ထောင်စုရှေ့နေချုပ်ရုံး သဘောထားမှတ်ချက်နှင့် အကြံပြုချက်များတောင်းခံ၍ ၎င်းစာချုပ်(မူကြမ်း)များကို ပူးတွဲတင်ပြရန် လိုအပ်လျက်ရှိပါသည်။

၃။ သို့ဖြစ်ပါ၍ မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင်နှင့် Green Alliance Energy Co., Ltd တို့အကြား ရန်ကုန်တိုင်း ဒေသကြီး၊ ကျောက်တန်းမြို့နယ်၊ သီလဝါဆိပ်ကမ်းဒေသ၊ မြေကွက်အမှတ်(၂၂) တွင် ခေတ်မီအပြည့်ပြည့်ဆိုင်ရာ ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည် တင်/ချဆိပ်ခံတံတားနှင့် ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည် သိုလှောင်ဖြန့်ဖြူးရေးနှင့်သက်ဆိုင်သော ဆိပ်ကမ်းအဆောက်အအုံများ တည်ဆောက်၍ BOT စနစ်ဖြင့် လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုခြင်းနှင့်သက်ဆိုင်သည့် ပူးတွဲပါ သဘောတူစာချုပ်(မူကြမ်း) များအပေါ် ပြည်ထောင်စုရှေ့နေချုပ်ရုံး၏ သဘောထားမှတ်ချက်နှင့်အကြံပြုချက်များ ပြန်ကြားပေးနိုင်ပါရန် ညှိနှိုင်းမေတ္တာရပ်ခံအပ်ပါသည်။

ကျော်မြင့်
အမှုဆောင်အရာရှိချုပ်

ညွှန်ကြားရေးမှူးချုပ်
ပြည်ထောင်စုရှေ့နေချုပ်ရုံး

ပို့ဆောင်ရေးဝန်ကြီးဌာန

မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင်

နှင့်

စိမ်းလန်းခြင်းအင်အားစုစွမ်းအင်ကုမ္ပဏီလီမိတက်

(Green Alliance Energy Co., Ltd.)

တို့အကြား

ရန်ကုန်တိုင်းဒေသကြီး၊ သန်လျင်-ကျောက်တန်းနယ်မြေ၊

သီလဝါဆိပ်ကမ်းဒေသတွင်

ရေနံသဘာဝ ဓါတ်ငွေ့ရည်တင်/ချ ဆိပ်ခံတံတားနှင့်

ရေနံသဘာဝ ဓါတ်ငွေ့ရည်သိုလှောင်ဖြန့်ဖြူးရေး

အဆောက်အအုံများ တည်ဆောက်ပြီး

ဝန်ဆောင်မှုလုပ်ငန်းကို B.O.T စနစ်ဖြင့်

လုပ်ငန်းဆောင်ရွက်ရန်အတွက် ချုပ်ဆိုသည့်

ပဋိညာဉ်စာချုပ် (မူကြမ်း)

နှင့်

မြေငှားစာချုပ် (မူကြမ်း)

၂၀၁၆ ခုနှစ်၊ မတ်လ (   ) ရက်

ပို့ဆောင်ရေးဝန်ကြီးဌာန

မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင်

နှင့်

စိမ်းလန်းခြင်းအင်အားစုစွမ်းအင်ကုမ္ပဏီလီမိတက်

(Green Alliance Energy Co., Ltd.)

တို့အကြား

ရန်ကုန်တိုင်းဒေသကြီး၊ သန်လျင်-ကျောက်တန်းနယ်မြေ၊

သီလဝါဆိပ်ကမ်းဒေသတွင်

ရေနံသဘာဝ ဓါတ်ငွေ့ရည်တင်/ချ ဆိပ်ခံတံတားနှင့်

ရေနံသဘာဝ ဓါတ်ငွေ့ရည်သိုလှောင်ဖြန့်ဖြူးရေး

အဆောက်အအုံများ တည်ဆောက်ပြီး

ဝန်ဆောင်မှုလုပ်ငန်းကို B.O.T စနစ်ဖြင့်

လုပ်ငန်းဆောင်ရွက်ရန်အတွက် ချုပ်ဆိုသည့်

ပဋိညာဉ်စာချုပ် (မူကြမ်း)

ရန်ကုန်တိုင်းဒေသကြီး၊ သန်လျင်-ကျောက်တန်းနယ်မြေ၊
သီလဝါဆိပ်ကမ်းဒေသ၊ မြေကွက်အမှတ်(၂၂)တွင်
ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည် တင်/ချ ဆိပ်ခံတံတားနှင့် ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည်
သိုလှောင်ဖြန့်ဖြူးရေး အဆောက်အအုံများတည်ဆောက်ပြီး
B.C.T စနစ်ဖြင့် လုပ်ငန်းဆောင်ရွက်ခွင့်ပြုခြင်းအတွက်
မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင်နှင့် Green Alliance Energy Co., Ltd. တို့အကြား ချုပ်ဆိုသည့်

ပဋိညာဉ်စာချုပ် (မူကြမ်း)

ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်ကို ပြည်ထောင်စုသမ္မတမြန်မာနိုင်ငံတော်၊ ရန်ကုန်မြို့တွင် ၂၀၁၆ ခုနှစ်၊ မတ်လ ( ) ရက်နေ့၌

ဦးကျော်မြင့်၊ အမှုဆောင်အရာရှိချုပ် ကိုယ်စားပြုသော ပြည်ထောင်စုသမ္မတ မြန်မာနိုင်ငံတော်၊ ပို့ဆောင်ရေးဝန်ကြီးဌာန လက်အောက်ရှိ မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင် (ဤမှ နောင်တွင် **"လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ"** ဟု ရည်ညွှန်းခေါ်ဆိုမည်ဖြစ်ရာ၊ ယင်းစကားရပ်တွင် စာသားအရ သော်လည်းကောင်း၊ အဓိပ္ပါယ်အရသော်လည်းကောင်း ရှေ့နောက် ဆန့်ကျင်ကွဲလွဲခြင်းမရှိပါက၊ ၎င်း၏ဆက်ခံသူများနှင့် ဥပဒေအရလွှဲအပ်ခြင်းခံရသူများ ပါဝင်သည်ဟု မှတ်ယူရမည်) က တစ်ဖက်

နှင့်

ဒေါက်တာဇော်မင်းအောင်၊ မန်နေဂျင်းဒါရိုက်တာ၊ နိုင်ငံသားစိစစ်ရေးကတ်ပြားအမှတ်၊ ၇/ ရတန (နိုင်)၀၀၉၄၉၁ ကိုယ်စားပြုသော ပြည်ထောင်စုသမ္မတမြန်မာနိုင်ငံတော်၏ တည်ဆဲ ဥပဒေများအရ ဖွဲ့စည်းထားသော ကုမ္ပဏီဖြစ်ပြီး၊ ရန်ကုန်မြို့၊စမ်းချောင်းမြို့နယ်၊ ဓမ္မစေတီလမ်းနှင့်ဗားကရာလမ်းထောင့်၊ အမှတ်(၈)တွင်တည်ရှိသည့် **Green Alliance Energy Co., Ltd.** (ဤမှနောင်တွင် **"လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ"** ဟု ရည်ညွှန်းခေါ်ဆိုမည်ဖြစ်ရာ၊ ယင်းစကားရပ်တွင် စာသားအရသော်လည်းကောင်း၊ အဓိပ္ပါယ်အရသော်လည်းကောင်း ရှေ့နောက် ဆန့်ကျင်ကွဲလွဲခြင်းမရှိပါက၊ ၎င်း၏ ဆက်ခံသူများ၊တရားဝင်ကိုယ်စားလှယ်များနှင့် ဥပဒေအရ လွှဲအပ်ခြင်းခံရသူများပါဝင်သည်ဟု မှတ်ယူရမည်) က အခြားတစ်ဖက်တို့ ချုပ်ဆိုကြပါသည်။

(က) "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" က "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" သို့ ရန်ကုန်တိုင်းဒေသကြီး၊ သန်လျင်-ကျောက်တန်းနယ်မြေ၊ သီလဝါဆိပ်ကမ်းဒေသ၊ ပူးတွဲ(၁) တွင် အနီရောင်ဖြင့် ဘောင်ခတ်ထားသော မြေကွက်အမှတ် (၂၂) ဧရိယာ (၃၇. ၀၆) ဧက အကျယ်အဝန်းရှိမြေနေရာတွင် (နောင်တွင် "ငှားရမ်းသည့်မြေ" ဟု

ရည်ညွှန်းခေါ်ဆိုမည်) ကို ဤစာချုပ် အပိုဒ်-၁၄ ပါ သတ်မှတ်ချက်နှင့်အညီ လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ကာလသက်တမ်းနှင့် မြေငှားကာလသက်တမ်းကို ဤပဋိညာဉ်စာချုပ် လက်မှတ်ရေးထိုးသည့်နေ့မှ နှစ်ပေါင်း (၅၀)နှစ်နှင့် မြန်မာနိုင်ငံရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုကော်မရှင်၏ခွင့်ပြုချက်ဖြင့် နောက်ထပ် သက်တမ်းတိုးမြှင့်ခွင့် တစ်ကြိမ်လျှင် (၁၀)နှစ်ဖြင့် (၂)ကြိမ်တိုးမြှင့်ခွင့်ပြုနိုင်ရန် သဘောတူညီသဖြင့် လည်းကောင်း၊

(ခ) "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" သည် "ငှားရမ်းသည့်မြေ" ကို ဥပဒေအရတရားဝင် ပိုင်ဆိုင်ခွင့်ရှိကြောင်း ကိုယ်စားပြုအာမခံချက်ပေးသဖြင့် လည်းကောင်း၊

(ဂ) "ငှားရမ်းသည့်မြေ" တွင် "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ"အား ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည်တင်/ချဆိပ်ခံတံတား၊ ရုံးများ၊ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည်သိုလှောင်ကန်များ၊ ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည်ဖြန့်ဖြူးရေး အဆောက်အဦများ၊ စက်ပစ္စည်းပြုပြင်ရေးနှင့်ထိန်းသိမ်းရေးရုံများ၊အကောက်ခွန်စစ်ဆေးရေးစခန်းများနှင့် လုပ်ငန်းသဘာဝအရဆက်စပ်နေသည့် အခြားအသုံးအဆောင်များပါဝင်မည့် (နောင်တွင် "Green Alliance LPG Jetty Project" ဟု ရည်ညွှန်းခေါ်ဆိုမည်) ကို "ငှားရမ်းသည့်မြေ" နေရာတွင် တည်ဆောက်ပြီး ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည်တင်/ချ လုပ်ငန်းနှင့် ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည် သိုလှောင်ဖြန့်ဖြူးရေးဝန်ဆောင်မှုလုပ်ငန်းကို BOT စနစ်ဖြင့် ဆောင်ရွက်ခွင့်ပြုနိုင်ရေးအတွက် အငှားချထားရန် သဘောတူညီသဖြင့် လည်းကောင်း၊

ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်ကို နှစ်ဦးနှစ်ဖက် အကြေအလည်ညှိနှိုင်းပြီး အောက်ပါအတိုင်း သဘောတူချုပ်ဆိုပါသည်-

အပိုဒ်-၁။ အဓိပ္ပါယ်ဖော်ပြချက်

၁။ ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်တွင်ပါရှိသော အောက်ဖော်ပြပါစကားရပ်များသည် ဖော်ပြပါအတိုင်း အဓိပ္ပါယ်သက်ရောက်စေရမည်-

(က) "မြေငှားရမ်းခနှုန်းထားများ" ဆိုသည်မှာ ဤပဋိညာဉ်စာချုပ် အပိုဒ်-၅ နှင့် အပိုဒ်-၆ တို့တွင်ဖော်ပြထားသော မြေအသုံးချမှုပရီမီယံနှင့်လစဉ်မြေငှားခများကို ဆိုလိုသည်။

(ခ) "ဆိပ်ကမ်းသုံးစွဲခနှုန်းထားများ" ဆိုသည်မှာ ဤပဋိညာဉ်စာချုပ် အပိုဒ်-၁၂ (ဃ) တွင် ဖော်ပြထားသော နှုန်းထားများကိုဆိုလိုသည်။

အပိုဒ်-၂။ အာမခံခြင်းနှင့် ကိုယ်စားပြုခြင်း

၂။ တစ်ဦးတစ်ဖက်စီက အခြားတစ်ဦးတစ်ဖက်အား ၎င်းသည် ပြည်ထောင်စုသမ္မတ မြန်မာနိုင်ငံတော်၏ တရားဥပဒေများအရ ဖွဲ့စည်းထား၍ အခွင့်အာဏာ အပ်နှင်းခြင်းခံရသော တရားဝင်ရပ်တည်ခွင့် ရှိသူဖြစ်ပြီး၊ ၎င်းတွင် ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်ကို ချုပ်ဆိုနိုင်ရန်အလို့ငှာ လုပ်ပိုင်ခွင့်အာဏာ၊ ခိုင်မာသော ဘဏ္ဍာရေးရပ်တည်မှုနှင့် အခွင့်အာဏာရှိသူဖြစ်ကြောင်း ကိုယ်စားပြု အာမခံချက်ပေးပါသည်။

အပိုဒ်-၃။ ဆောင်ရွက်ရမည့်လုပ်ငန်းပုံစံ

၃။ ဆောင်ရွက်ရမည့် လုပ်ငန်းပုံစံမှာ အောက်ပါအတိုင်း ဖြစ်ပါသည်-

(က) "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" က "ငှားရမ်းသည့်မြေ" အား "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" ထံသို့ ငှားရမ်းရန် နှစ်ဦးနှစ်ဖက်သဘောတူညီသည့် စည်းကမ်းချက်များ ပါရှိသော "မြေငှားစာချုပ်" ကို ချုပ်ဆိုရမည်။

(ခ) "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" သည် ကိုယ်တိုင်ဖြစ်စေ၊ ၎င်း၏ ဝန်ထမ်းများဖြင့်ဖြစ်စေ၊ ကိုယ်စားတာဝန်လွှဲအပ်သူများဖြင့်ဖြစ်စေ၊ ပူးတွဲ(၂)တွင် ဖော်ပြထားသည့် အတိုင်း "Green Alliance LPG Jetty Project" ပါ ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည် တင်/ချဆိပ်ခံတံတားနှင့် အထောက်အကူပြုအဆောက်အအုံများကို စံချိန်စံညွှန်းပြည့်မီစွာတည်ဆောက်အကောင်အထည်ဖော်ရမည်ဖြစ်ပြီး၊ ငှားရမ်းကာလ အတွင်း ယင်းနှင့်သက်ဆိုင်သောလုပ်ငန်းများကို ဆောင်ရွက်ခြင်း၊ စီမံခန့်ခွဲခြင်း ပြုလုပ်ရမည်။

အပိုဒ်-၄။ ကြိုတင်စည်းကမ်းချက်များ

၄။ ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်ကို ဆောင်ရွက်ရန်နှင့် အကောင်အထည်ဖော်ရန် အလို့ငှာ၊ စာချုပ်ချုပ်ဆိုသူနှစ်ဦးတို့သည် အောက်ပါအတိုင်း လိုက်နာဆောင်ရွက်ရမည်-

(က) "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" သည် သက်ဆိုင်ရာ အာဏာပိုင်အဖွဲ့အစည်းများ၏ သဘောတူခွင့်ပြုချက်နှင့်အညီ "ငှားရမ်းသည့်မြေ" ကို "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" ထံ "မြေငှားစာချုပ်" ပါ စည်းကမ်းချက်များအရ အငှားချထားပေးရမည်၊

(ခ) "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" သည် "ငှားရမ်းသည့်မြေ" အား အပေါင်အနှံ၊ ရရန် ပိုင်ခွင့်နှင့် အခြားတောင်းဆိုပိုင်ခွင့်မှန်သမျှ လုံးဝမပါရှိစေဘဲ "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" ထံ လက်ရောက်လွှဲပြောင်းပေးရမည်။ အကယ်၍ "ငှားရမ်းသည့်မြေ" ပေါ်တွင် မြေငှားများ၊ လုပ်ငန်းခွင့်ပြုချက်ချထားခြင်းခံရသူများနှင့် နေထိုင်သူ

များရှိပါက ၎င်းတို့အား ဖယ်ရှားရမည့် လျော်ကြေးနှင့် ပြန်လည်နေရာချထားပေးခြင်း ကုန်ကျစရိတ်များကို "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ"ကကျခံရမည်၊

(ဂ) "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" က "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ"အား ပူးတွဲ(၂)တွင် ဖော်ပြထားသည့်အတိုင်း ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည် တင်/ချဆိပ်ခံတံတားနှင့် အထောက်အကူပြု အဆောက်အအုံများအားလုံးကို အကောင်အထည်ဖော် တည်ဆောက်ရန်ခွင့်ပြုရမည်။

အပိုဒ်-၅။ ပေးချေရမည့် မြေအသုံးချမှု ပရီမီယံကြေး

၅။ "Green Alliance LPG Jetty Project" အတွက် ငှားရမ်းသည့်မြေနှင့်ပတ်သက်၍ "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" က "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" ထံ မြေတစ်ဧကလျှင် ငွေကျပ် ၁၅,၀၀၀,၀၀၀ (ကျပ် တစ်ဆယ့်ငါးသန်း) နှုန်းဖြင့် စုစုပေါင်း ၃၇.၀၆ ဧကအတွက် မြေအသုံးချမှုပရီမီယံကြေးအဖြစ် ငွေကျပ် ၅၅၅,၉၀၀,၀၀၀ (ကျပ် ငါးရာငါးဆယ်ငါးသန်း ကိုးသိန်း တိတိ) ကို အောက်ပါအတိုင်း အရစ်(၂)ရစ်ခွဲ၍ ပေးချေရမည်-

(က) ပထမအရစ်အဖြစ် မြေအသုံးချမှုပရီမီယံကြေး၏ ၅၀% ဖြစ်သော ငွေကျပ် ၂၇၇,၉၅၀,၀၀၀ (ကျပ်နှစ်ရာခုနှစ်ဆယ်ခုနှစ်သန်းကိုးသိန်းငါးသောင်း တိတိ) ကို ဤစာချုပ် လက်မှတ်ရေးထိုးပြီး ရက်ပေါင်း (၃၀) အတွင်းပေးချေရမည်။

(ခ) ဒုတိယအရစ်အဖြစ် မြေအသုံးချမှုပရီမီယံကြေး၏ ၅၀% ဖြစ်သော ငွေကျပ် ၂၇၇,၉၅၀,၀၀၀ (ကျပ် နှစ်ရာခုနှစ်ဆယ်ခုနှစ်သန်းကိုးသိန်းငါးသောင်း တိတိ) ကို ဤစာချုပ် လက်မှတ်ရေးထိုးပြီး တစ်နှစ်အတွင်းပေးချေရမည်။

(ဂ) အထက်ပါ သတ်မှတ်ချက်အတိုင်း မြေအသုံးချမှုပရီမီယံကြေး ပေးဆောင်ရန် ပျက်ကွက်ပါက ဤစာချုပ်၏ အပိုဒ် ၁၅ (ခ) အရ စာချုပ်ကို ရပ်စဲနိုင်သည်။

အပိုဒ်-၆။ ပေးချေရမည့် မြေငှားရမ်းခနှုန်းထားများ

၆။ "Green Alliance LPG Jetty Project" အတွက် "ငှားရမ်းသည့်မြေ" နှင့်ပတ်သက်၍ "လုပ်ငန်း လုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" က "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" ထံ အောက်ပါအတိုင်း မြေငှားရမ်းခနှုန်းထားများကို ပေးချေရမည်-

(က) "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" သည် ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည်တင်/ချဆိပ်ခံတံတားနှင့် အထောက်အကူပြု အဆောက်အအုံများတည်ဆောက်ရန် သတ်မှတ်ထားသော တည်ဆောက်ရေး ကာလစေ့ရောက်သည့်နေ့ (သို့မဟုတ်) ရေနံ သဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည်တင်/ချ လုပ်ငန်းများစတင်ဆောင်ရွက်သည့်နေ့ ထိုနေ့ (၂) ရပ်အနက်စောရာ နေ့ရက်မှစ၍

အောက်တွင်ဖော်ပြထားသော နှုန်းထားများ အတိုင်း လစဉ်မြေငှားရမ်းခအဖြစ် ငွေကျပ် ၂၅,၀၂၁,၆၂၂. ၀၀ (ကျပ်နှစ်ဆယ့်ငါးသန်းနှစ်သောင်းတစ်ထောင်ခြောက်ရာ နှစ်ဆယ်နှစ်တိတိ)ကို အင်္ဂလိပ်လဆန်း ၇(ခုနှစ်) ရက်မတိုင်မီ "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" သို့ ပေးသွင်းရမည်။ ပထမလအတွက် မြေငှားရမ်းခ စတင်ပေးဆောင်ရမည့် အစီအစဉ်ကို နှစ်ဦး နှစ်ဖက်ညှိနှိုင်းသတ်မှတ်ရမည်။

(၁) ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည်တင်/ချ ဆိပ်ခံတံတား မြေနေရာအတွက်လစဉ်မြေငှားရမ်းခ (၃၇,၃၃၅ စ/မီတာ = ၉. ၂၃ ဧက x ကျပ် ၅၄၀,၅၄၀. ၅၄) — ကျပ် ၄,၉၈၉,၁၈၉. ၂၀

(၂) ကျောထောက်နောက်ခံမြေအတွက် လစဉ်မြေငှား ရမ်းခ (၃၇. ၀၆ ဧက x ကျပ် ၅၄၀,၅၄၀. ၅၄) — ကျပ် ၂၀,၀၃၂,၄၃၂. ၄၀

ကျပ် ၂၅,၀၂၁,၆၂၀. ၆၀

ဆိုကျပ် - ၂၅,၀၂၁,၆၂၂. ၀၀

(ခ) အထက်ပါ သတ်မှတ်ချက်အတိုင်း လစဉ်မြေငှားရမ်းခပေးဆောင်ရန် ပျက်ကွက်ပါက ဤစာချုပ်၏ အပိုဒ် ၁၅ (ခ) အရ စာချုပ်ကို ရပ်စဲနိုင်သည်။

အပိုဒ်-၇။ လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ၏ တာဝန်များ

၇။ "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" ၏ တာဝန်များမှာ အောက်ပါအတိုင်း ဖြစ်ပါသည်-

(က) "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" သည် ဤပဋိညာဉ်စာချုပ် အလို့ငှာ သက်ဆိုင်ရာ အာဏာပိုင် အဖွဲ့အစည်းများထံမှ လိုအပ်သော ခွင့်ပြုချက်များရရှိစေရန် တတ်နိုင်သမျှ ကူညီဆောင်ရွက်ပေးရမည်။

(ခ) "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" သည် "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" အား မြန်မာနိုင်ငံသားများ ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှု ဥပဒေပါ ပြဋ္ဌာန်းချက်များနှင့်အညီ ဝင်ငွေခွန် ကင်းလွတ်ခွင့်နှင့် သက်သာခွင့်များရရှိစေရန် တတ်နိုင်သမျှ ကူညီဆောင်ရွက် ပေးရမည်။

(ဂ) "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ"သည် ဤပဋိညာဉ်စာချုပ် ပူးတွဲ(၂)တွင် ဖော်ပြထားသည့် လုပ်ငန်းများကို "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ"မှ "ငှားရမ်းသည့်မြေ"ပေါ်တွင် ငြိမ်သက်စွာနှင့် အေးငြိမ်းစွာ ဝင်ရောက်၍ လုပ်ငန်းဆောင်ရွက် စီမံခန့်ခွဲနိုင်ခွင့်ပြုရမည်။

အပိုဒ်-၈။ လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရရှိသူ၏ တာဝန်များ

၈။ "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" ၏ တာဝန်များမှာ အောက်ပါအတိုင်းဖြစ်သည်-

(က) "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" သည် ဤပဋိညာဉ်စာချုပ် အပိုဒ်(၅) နှင့် အပိုဒ်(၆) ပါ သတ်မှတ်ချက်အတိုင်း မြေအသုံးချမှုပရိမီယံကြေးနှင့် လစဉ်မြေငှားရမ်းခများကို "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" ထံ ပေးသွင်းရမည်။

(ခ) "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" သည် ပူးတွဲ(၂) ပါ လုပ်ငန်းစီမံကိန်း ဖော်ပြချက်များနှင့်အညီ "Green Alliance LPG Jetty Project" စီမံကိန်းလုပ်ငန်းတစ်ခုလုံးကို ဤစာချုပ်၏ အပိုဒ် (၁၀) ပါ သတ်မှတ်တည်ဆောက်ရေးကာလအတွင်း စံချိန်စံညွှန်းပြည့်မီစွာဖြင့် ပြီးမြောက်အောင်ဆောက်လုပ်ရမည်။

(ဂ) ၂၀၁၅ ခုနှစ်၊ ဧပြီလ(၉)ရက်နေ့က ပြဋ္ဌာန်းခဲ့သော မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင်ဥပဒေနှင့် ဆက်လက်ပြဋ္ဌာန်းမည့် နည်းဥပဒေများ၊ "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" က အခါအားလျော်စွာထုတ်ပြန်သည့် အမိန့်နှင့် ညွှန်ကြားချက်များကို လိုက်နာဆောင်ရွက်ရမည်။

(ဃ) လုပ်ငန်းလုပ်ဆောင်နိုင်ရန်အတွက် ငှားရမ်း မြေနှင့်ပတ်သက်သည့် လျော်ကြေး၊ နစ်နာကြေး၊ ပြောင်းရွှေ့နေရာချထားပေးရေးစသည့် ကိစ္စရပ်များကို "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" က အကုန်ကျခံ၍ တာဝန်ယူဆောင်ရွက်ပေးရပါမည်။

အပိုဒ်-၉။ ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုကုန်ကျစရိတ်

၉။ "Green Alliance LPG Jetty Project" ၏ ခန့်မှန်းကုန်ကျစရိတ်မှာ ပူးတွဲ(၃)ဖြင့် ဖော်ပြထားသည့်အတိုင်း ရင်းနှီးမြှုပ်နှံလျှက် စုစုပေါင်းရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုပမာဏမှာ ပြည်တွင်းသုံးငွေ ကျပ် ၂၅,၇၀၄. ၂၀သန်း (ကျပ် နှစ်သောင်းငါးထောင်ခုနှစ်ရာလေးသန်းနှစ်သိန်း) ခန့်နှင့် နိုင်ငံခြားသုံးငွေ အမေရိကန်ဒေါ်လာ ၂၄. ၈၇၂ သန်း (အမေရိကန်ဒေါ်လာ နှစ်ဆယ့်လေးသန်းရှစ်သိန်း ခုနှစ်သောင်းနှစ်ထောင်)ခန့် နှစ်ရပ်ပေါင်းဖြစ်သည်။

အပိုဒ်-၁၀။ တည်ဆောက်ရေးကာလ

၁၀။ "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" သည် "Green Alliance LPG Jetty Project" ပါ စီမံကိန်းပထမအဆင့်အဖြစ်ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည်တင်/ချ ဆိပ်ခံတံတား တည်ဆောက်ခြင်းလုပ်ငန်းအား ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်လက်မှတ်ရေးထိုးသည့်နေ့မှ (၂)နှစ်နှင့် (၃)လ အတွင်းတွင်လည်းကောင်း၊ စီမံကိန်းဒုတိယအဆင့်အဖြစ် အထောက်အကူပြုအဆောက်အအုံများအပါအဝင်

စီမံကိန်းလုပ်ငန်းတစ်ခုလုံးကို ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်လက်မှတ်ရေးထိုးသည့်နေ့မှ (၃)နှစ်အတွင်းတွင် လည်းကောင်း ပြီးစီးအောင်ဆောင်ရွက်ရမည်။

"Green Alliance LPG Jetty Project" ပါ ဆိပ်ခံတံတားတည်ဆောက်ရေးလုပ်ငန်းများကိုမမျှော်မှန်းထားခဲ့သည့် အကြောင်းတစ်စုံတစ်ရာကြောင့် သတ်မှတ်ကာလအတွင်း တည်ဆောက်မှုလုပ်ငန်းများ မပြီးပြတ်ပါက တည်ဆောက်ရေးကာလသက်တမ်းတိုးမြှင့်မှုကို နှစ်ဦးနှစ်ဖက်ညှိနှိုင်းပြီး မြန်မာနိုင်ငံရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုကော်မရှင်၏ အတည်ပြုချက်ဖြင့် သက်တမ်းတိုးမြှင့်၍ ဆောင်ရွက်နိုင်သည်။

အပိုဒ်-၁၁။ လုပ်ငန်းအကောင်အထည်ဖော်ရန် တာဝန်ယူသည့် ဘဏ်အာမခံ

၁၁။ "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" သည် ဤပဋိညာဉ်စာချုပ် ချုပ်ဆိုပြီးနောက် ရက်ပေါင်း ၄၅ (လေးဆယ့်ငါး)ရက်အတွင်း ပူးတွဲ(၄)နှင့် ပူးတွဲ(၅)တွင် သတ်မှတ်ထားသောပုံစံများဖြင့် ကြိုတင်စည်းကမ်းချက်များမရှိသည့် ပြန်လည်ရုတ်သိမ်းနိုင်ခွင့်မရှိသော လုပ်ငန်းအကောင်အထည်ဖော်ရန် တာဝန်ယူသည့် ဘဏ်အာမခံဖြစ်သော ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်၏ အပိုဒ် (၉) တွင် ဖော်ပြထားသည့် ခန့်မှန်းရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှု ကုန်ကျစရိတ်၏ ၁(တစ်)ရာခိုင်နှုန်း (နိုင်ငံခြားသုံးငွေနှင့် ပြည်တွင်းသုံးငွေနှစ်ရပ်လုံးအတွက် သက်ဆိုင်သည့်အချိုးကျနှုန်း)နှင့် ညီမျှသောငွေပမာဏကို "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" အမည်ဖြင့် ပြည်ထောင်စုသမ္မတမြန်မာနိုင်ငံတော်အတွင်းရှိ တရားဝင်ခွင့်ပြုထားသော အစိုးရဘဏ်တစ်ခုခုတွင်ထားရှိ၍အဆိုပါဘဏ်အာမခံကို"လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" ထံသို့ထုတ်ပေးရမည်။ အဆိုပါဘဏ်အာမခံ၏သက်တမ်းသည် စတင်ထုတ်ပေးသည့်နေ့မှ ၃ (သုံး) နှစ်အထိတည်ရှိစေရမည်။ "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" သည် စာချုပ်လက်မှတ်ရေးထိုးပြီး အပိုဒ် (၁၀)ပါ သတ်မှတ်တည်ဆောက်ရေးကာလအတွင်း "Green Alliance LPG Jetty Project" ပါ ဆိပ်ခံတံတားကိုအပြီး ဆောက်လုပ်ရန်အပါအဝင် စာချုပ်စည်းကမ်းများကို လိုက်နာရန်ပျက်ကွက်ပါကဘဏ်အာမခံငွေကို "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" က သိမ်းယူရမည်။ *(ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှု နိုင်ငံခြားငွေအတွက် ပူးတွဲ(၄)တွင် လည်းကောင်း၊ ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုမြန်မာငွေအတွက် ပူးတွဲ(၅) တွင်လည်းကောင်း သတ်မှတ်ထားသော ပုံစံများအတိုင်း ပေးသွင်းရန်ဖြစ်ပါသည်။)*

အပိုဒ်-၁၂။ လုပ်ငန်းဆောင်ရွက်ခြင်းနှင့် စီမံအုပ်ချုပ်ခြင်း

၁၂။ "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" သည် လုပ်ငန်းဆောင်ရွက်ခြင်းနှင့် စီမံအုပ်ချုပ်ခြင်းအလို့ငှာ အောက်ပါအတိုင်း လိုက်နာဆောင်ရွက်ရမည်-

(က) "Green Alliance LPG Jetty Project" ပါ ဆိပ်ခံတံတားကို ပဋိညာဉ်စာချုပ် လက်မှတ်ရေးထိုးသည့်နေ့မှ အပိုဒ်(၁၀)ပါ သတ်မှတ်ကာလအတွင်း အပြီးတည်ဆောက်၍ လုပ်ငန်းဆောင်ရွက်ရမည်။

(ခ) "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ"သည် လုပ်ငန်းနှင့်ပတ်သက်သော စာရင်းစာအုပ်များကို စနစ်တကျပြုစုပြီး၊ ၎င်းတို့ကို ရန်ကုန်မြို့တွင်ရှိ ကုမ္ပဏီရုံးတွင်ဖြစ်စေ၊ ၎င်း၏ စာရင်းကိုင်ရုံးတွင်ဖြစ်စေ၊ စနစ်တကျထိန်းသိမ်းထားရှိရမည်။ ဖော်ပြပါစာရင်းများကို "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" က အခါအားလျော်စွာ "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" ၏ စာရင်းစစ်အဖွဲ့ကိုဖြစ်စေ၊ အသိအမှတ်ပြုစာရင်းကိုင်အဖွဲ့ကို ဖြစ်စေစစ်ဆေးခွင့်ရှိစေရမည်။ စာရင်းများကိုစစ်ဆေးမှုမပြုမီ "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" ထံ ကြိုတင်အကြောင်းကြားမှုပြုလုပ်ရမည်။

(ဂ) အထက်တွင်ဖော်ပြချက်များ၏ ယေဘုယျသဘောကို မထိခိုက်စေဘဲ၊ "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" ၎င်း၏ စာရင်းစစ်များ၊ သို့မဟုတ် ဝန်ထမ်းများနှင့် ကိုယ်စားလှယ်များအနေဖြင့်ရရှိခဲ့သော သတင်းအချက်အလက်များကို အတွင်းရေးအဆင့်ထားရှိပြီး ထိန်းသိမ်းထားရမည်။ ၎င်းသတင်းအချက်အလက်များကို "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ"၏ ခွင့်ပြုချက်သို့မဟုတ် ဥပဒေအရလိုအပ်ချက်ကြောင့်မှလွဲ၍ အခြားသူများသို့ ဖြန့်ဝေခြင်းမပြုရ။

(ဃ) ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်တွင် ပါဝင်လက်မှတ်ရေးထိုးသူများအနေဖြင့် ဆိပ်ကမ်းအခွန်အခများကို ၁၉၉၈ ခုနှစ်၊ မတ်လ (၃၁) ရက်နေ့တွင် ထုတ်ပြန်ခဲ့သော မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင်၏အခွန်အခနှုန်းထားဇယားတွင် ပြဌာန်းထားသည့် လက်ရှိနှုန်းထားအတိုင်း ကောက်ခံရန် သဘောတူညီကြသည်။ ဆိပ်ကမ်းအခွန်အခအားလုံးကိုလိုအပ်ချိန်တွင် မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင်ကပြင်ဆင်သတ်မှတ်သည့်အတိုင်း လိုက်နာဆောင်ရွက်ရမည်။ ဆိပ်ကမ်းအခွန်အခနှုန်းထားကို မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင်ကသာ အမြဲတမ်း ထိန်းချုပ်သတ်မှတ်မည်။

အပိုဒ်-၁၃။ သဘာဝပတ်ဝန်းကျင် ထိန်းသိမ်းမှု

၁၃။ "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" သည် သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်ထိန်းသိမ်းမှုအတွက် အောက်ပါတို့ကို တာဝန်ယူဆောင်ရွက်ရမည်-

(က) လုပ်ငန်းစီမံကိန်းနယ်မြေနှင့် ၎င်းနယ်မြေတစ်ဝိုက်တွင် သဘာဝပတ်ဝန်းကျင် ထိန်းသိမ်းရေး၊

(ခ) လေထု၊ ရေထုနှင့် မြေထုများ၊ ညစ်ညမ်းမှုနှင့် သဘာဝပတ်ဝန်းကျင် အခြေအနေ ယုတ်လျော့မှုမရှိအောင် ထိန်းသိမ်းရေး၊

(ဂ) လုပ်ငန်းစီမံကိန်းနေရာအား သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်နှင့် လိုက်လျောညီထွေဖြစ်အောင် ထိန်းသိမ်းနိုင်ရန်၊ ရေဆိုးနှင့် စွန့်ပယ်ပစ္စည်းများ ထိန်းသိမ်းသည့် စက်ကရိယာများ တပ်ဆင်မှုအပါအဝင် သဘာဝပတ်ဝန်းကျင် ထိန်းသိမ်းကာကွယ်ရေးအတွက် လိုအပ်သော အစီအမံများကို ချမှတ်ဆောင်ရွက်ရမည်။

အပိုဒ်-၁၄။ ပဋိညာဉ်စာချုပ်သက်တမ်းနှင့် စတင်အကျိုးသက်ရောက်သည့်နေ့

၁၄။ ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်သည် ပဋိညာဉ်စာချုပ်လက်မှတ်ရေးထိုးသည့်နေ့မှ စတင်အကျိုးသက်ရောက်စေရမည်။ ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်အား စာချုပ်ဝင်နှစ်သီးနှစ်ဖက်လက်မှတ်ရေးထိုးသည့်နေ့မှ စတင်ရေတွက်ရမည်ဖြစ်ပြီး၊ ပဋိညာဉ်စာချုပ်သက်တမ်းကာလနှင့် လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ကာလမှာ ကနဦးနှစ်ပေါင်း ၅၀ (ငါးဆယ်) နှစ်နှင့် မြန်မာနိုင်ငံရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုကော်မရှင်၏ ခွင့်ပြုချက်ဖြင့် နောက်ထပ်သက်တမ်းတိုးမြှင့်ခြင်းကို သက်တမ်းတစ်ကြိမ်လျှင်(၁၀)နှစ်နှင့်(၂)ကြိမ် တိုးမြှင့်ခွင့်ပြုနိုင်သည်။

အပိုဒ်-၁၅။ ပဋိညာဉ်စာချုပ်ကို ရပ်စဲခြင်း

၁၅။ ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်ကို အောက်ပါအကြောင်း တစ်ရပ်ရပ်ပေါ်ပေါက်ပါက ရပ်စဲနိုင်သည်-

(က) လုပ်ငန်းကြီးမားစွာ ဆက်တိုက် အရှုံးပေါ်ပေါက်နေခြင်း၊

(ခ) ဤစာချုပ်ပါ တာဝန်များနှင့် စည်းကမ်းချက်တစ်ရပ်ရပ်ကို စာချုပ်ဝင်တစ်ဖက်ဖက်ကဆောင်ရွက်ရန်ပျက်ကွက်ခြင်း၊ အဆိုပါပျက်ကွက်မှုအတွက် ပျက်ကွက်ခြင်းမရှိသည့် စာချုပ်ဝင်မှကုစားပေးရန် အကြောင်းကြားစာပေးပို့သည့်နေ့မှ ရက် ပေါင်း ၉၀ (ကိုးဆယ်) အတွင်းပျက်ကွက် သူက ကုစားပေးရန်ပျက်ကွက်ခြင်း။

(ဂ) ကြိုတင်၍မမျှော်မှန်းနိုင်သည့်အပြင် တားဆီးခြင်းလည်းမပြုနိုင်သောမလွန်ဆန်နိုင်သည့်ဖြစ်ရပ်များသည် တစ်ဆက်တည်း (၆)လထက် ကျော်လွန်ဖြစ်ပွားခြင်း၊

(ဃ) လုပ်ငန်း၏ မူလရည်မှန်းချက်များကို အကောင်အထည်ဖော်နိုင်စွမ်းမရှိတော့ခြင်း၊

(င) မြန်မာနိုင်ငံသားများ ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှု ဥပဒေနှင့်အညီ မြန်မာနိုင်ငံရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုကော်မရှင်သို့ တင်ပြ၍ နှစ်ဦးနှစ်ဖက် သဘောတူညီချက်ဖြင့် ပဋိညာဉ်စာချုပ်ကို ရပ်စဲခြင်း၊

(စ) စာချုပ်သက်တမ်းကုန်ဆုံးခြင်း၊

အပိုဒ်-၁၆။ မလွန်ဆန်နိုင်သော ဖြစ်ရပ်များ

၁၆။ (က) မလွန်ဆန်နိုင်သောဖြစ်ရပ်ဆိုသည်မှာ သဘာဝအလျှောက်ကြုံတွေ့သည့်ရေဘေး၊ လေဘေး၊ မီးဘေး၊ မြေငလျင်ဘေးစသည်များအပြင်၊ နိုင်ငံတော်အစိုးရ၏ ကန့်သတ်တားမြစ်ချက်များ၊ တရားဥပဒေစိုးမိုးရေးနှင့် ငြိမ်ဝပ်ပိပြားမှု ပျက်ပြယ်ခြင်း၊ စစ်ဖြစ်ခြင်း၊ သပိတ်မှောက်ခြင်းစသည်တို့နှင့် စာချုပ်ဝင်တစ်ဖက်ဖက်က လိုအပ်သော သတိဝိရိယနှင့် ဆောင်ရွက်စေကာမူ မလွန်ဆန် မကျော်လွှားနိုင်သည့် အလားတူဖြစ်ရပ်များဖြစ်ပြီး၊ ယင်းမလွန်ဆန်နိုင်သော ဖြစ်ရပ်များကြောင့် ငှားရမ်းသုံးစွဲမှုကို ထိခိုက်ဆုံးရှုံးစေလျှင် "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" သည် "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" သို့ နစ်နာဆုံးရှုံးမှုအတွက် လျော်ကြေးတောင်းခံခွင့် မရှိစေရ။

(ခ) ထိုသို့ မလွန်ဆန်နိုင်သောဖြစ်ရပ်ပေါ်ပေါက်ပါက ယင်းဖြစ်ရပ်ဖြစ်ပေါ်သည့်အချိန်မှ(၁၄)ရက်အတွင်း "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" သည် "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" သို့ ချက်ချင်းစာဖြင့်ရေးသားအကြောင်းကြားရမည်။ "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" က လက်ခံအတည်ပြုလျှင် မလွန်ဆန်နိုင်သော ဖြစ်ရပ်မြောက်ပြီး ဤသဘောတူစာချုပ်အရ ဆောင်ရွက်ရမည့်တာဝန်များ ပျက်ကွက်ခြင်း၊ နှောင့်နှေးကြန့်ကြာခြင်းသည် မလွန်ဆန်နိုင်သော ဖြစ်ရပ်ကြောင့်ဖြစ်ပါက ကင်းလွတ်ခွင့် ပြုရမည်။

၁၇။ လုပ်ငန်းဆောင်ရွက်သည့်မြေသို့ ပြန်လည်ဝင်ရောက်ခွင့်

၁၇။ "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" သည် စာချုပ်ပါစည်းကမ်းချက်တစ်ရပ်ရပ်ကို ဆောင်ရွက်ရန် (သို့မဟုတ်) လိုက်နာရန် ပျက်ကွက်ခြင်းကြောင့် "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" က ယင်းကဲ့သို့ ပျက်ကွက်မှုများကို ပြုပြင်ရန် (သို့မဟုတ်) လိုက်နာရန် "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" သို့ အကြောင်းကြားစာပေးပို့ပြီးနောက် ရက်ပေါင်း ၉၀ (ကိုးဆယ်) အတွင်း လိုက်နာမှုမရှိပါက "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" သည် လုပ်ငန်းဆောင်ရွက် သည့်မြေနှင့် အဆောက်အဦများကို ပြန်လည်ဝင်ရောက် လက်ရောက်ရယူခွင့်ရှိသည်။ သို့ရာတွင် ယင်းသို့ ဝင်ရောက်လက်ရောက်ရယူခြင်းသည် "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" က "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" ထံမှရရန်ရှိသော မြေငှားရမ်းခများ (သို့မဟုတ်) ပျက်စီးဆုံးရှုံးမှုအတွက် လျော်ကြေးတောင်းဆိုခွင့်ကို ထိခိုက်ခြင်းမရှိစေရ။

အပိုဒ်-၁၈။ အငြင်းပွားမှုဖြေရှင်းခြင်း

၁၈။ ဤသဘောတူစာချုပ်နှင့်ပတ်သက်၍ အငြင်းပွားမှု တစ်စုံတစ်ရာပေါ်ပေါက်ပါက နှစ်ဦးနှစ်ဖက်ပြေလည်စွာညှိနှိုင်းဖြေရှင်းရမည်။ ထိုသို့ဖြေရှင်း၍မရပါက ဥပဒေနှင့်အညီ သက်ဆိုင်ရာ စီရင်ပိုင်ခွင့်ရှိသော တရားရုံး၏ဆုံးဖြတ်ချက်ကို ခံယူရမည်။

အပိုဒ်-၁၉။ ပြင်ဆင်ခြင်း

၁၉။ ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်တွင် မျှော်မှန်းမထားသော အခြေအနေများ ပေါ်ပေါက်လာခြင်းကြောင့် ပဋိညာဉ်စာချုပ်ကို ပြင်ဆင်ရန် လိုအပ်ပါက မြန်မာနိုင်ငံရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုကော်မရှင်သို့ တင်ပြ၍ သဘောတူညီချက်ရယူပြီးနောက် ပဋိညာဉ်စာချုပ်ဝင်များသည် စာဖြင့်ရေးသား၍ ပြင်ဆင်ရမည်။ ထိုသို့ ပြင်ဆင်ချက်များကို ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်၏ အစိတ်အပိုင်းအဖြစ် ပါဝင်သည်ဟု မှတ်ယူရမည်။

အပိုဒ်-၂၀။ စာချုပ်ညှိနှိုင်းဆွေးနွေးခြင်း

၂၀။ ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်တွင် မူလကမမျှော်မှန်းထားသော အခြေအနေတစ်ရပ်ရပ်(သို့မဟုတ်) အနေအထား တစ်ရပ်ရပ်ဖြစ်ပေါ်လာပါ၍ ပဋိညာဉ်စာချုပ်ကို ပြင်ဆင်ရန် (သို့မဟုတ်) ပြောင်းလဲရန် ပေါ်ပေါက်လာသည့်အခါ နှစ်ဖက်စာချုပ်ဝင်တို့သည် သင့်လျော်သည့်ပြင်ဆင်ခြင်း၊ ပြောင်းလဲခြင်းနှင့် ဖြည့်စွက်ခြင်းများ ဆောင်ရွက်နိုင်ရန် သဘောရိုးဖြင့် ညှိနှိုင်းဆွေးနွေးရမည်။

အပိုဒ်-၂၁။ ပဋိညာဉ်စာချုပ်သက်တမ်းတိုးမြှင့်ခြင်း

၂၁။ ဤပဋိညာဉ်စာချုပ် သက်တမ်းတိုးမြှင့်လိုပါက ပဋိညာဉ်စာချုပ်သက်တမ်း မကုန်ဆုံးမီ ၆ (ခြောက်) လအတွင်း နှစ်ဖက်ညှိနှိုင်း သဘောတူညီမည့် သက်တမ်းတိုးမြှင့်ပေးရေးဆိုင်ရာ စည်းမျဉ်း၊ စည်းကမ်း၊ နှုန်းထားများနှင့်အညီ မြန်မာနိုင်ငံရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုကော်မရှင်မှတစ်ဆင့် အစိုးရအဖွဲ့သို့ တင်ပြအတည်ပြုချက်ဖြင့်သာ ပဋိညာဉ်စာချုပ် သက်တမ်းတိုးရန်ဖြစ်သည်။

အပိုဒ်-၂၂။ ခွင့်ပြုလွှဲအပ်ခြင်း

၂၂။ ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်ပါ အခွင့်အရေးများနှင့် လုပ်ငန်းတာဝန်များကို ပဋိညာဉ်စာချုပ်ဝင်များက အခြားသူများသို့ ခွင့်ပြုလွှဲအပ်လိုပါက နှစ်ဦးနှစ်ဖက်လုံးက သဘောတူညီမှသာ ခွင့်ပြုလွှဲအပ်မှု စာချုပ်စာတမ်းပြုလုပ်၍ ခွင့်ပြုလွှဲအပ်နိုင်ခွင့်ရှိသည်။

အပိုဒ်-၂၃။ အာမခံထားရှိခြင်း

၂၃။ **"လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ"** သည် မြန်မာနိုင်ငံသားများရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုဥပဒေနှင့် လုပ်ထုံးလုပ်နည်းများ၊ မြန်မာ့အာမခံဥပဒေနှင့် လုပ်ထုံးလုပ်နည်းများပါ ပြဋ္ဌာန်းချက်များနှင့်အညီ လုပ်ငန်းစီမံကိန်းအတွက် လိုအပ်သော အာမခံများ ထားရှိဆောင်ရွက်ရမည်။

အပိုဒ်-၂၄။ အထွေထွေကိစ္စရပ်များ

၂၄။ (က) **တရားမဝင်ခြင်း။** ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်ပါ ပြဋ္ဌာန်းချက် တစ်စုံတစ်ရာသည် တရားမဝင်ကြောင်း (သို့မဟုတ်) ဥပဒေအရ အရေးယူဆောင်ရွက်နိုင်မှု မရှိကြောင်း မည်သို့ပင်ပေါ်ပေါက်စေကာမူ ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်ပါ ကျန်ပြဋ္ဌာန်းချက်များသည် ဥပဒေနှင့်အညီ ဆက်လက်၍ အပြည့်အဝအကျိုးသက်ရောက်မှု ရှိစေရမည်။

(ခ) **ဖောက်ဖျက်မှုကိုခွင့်လွှတ်ခြင်း။** ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်ပါ ပြဋ္ဌာန်းချက် တစ်စုံတစ်ရာအား ဖောက်ဖျက်မှုကိုခွင့်လွှတ်ခြင်းသည် ထိုပြဋ္ဌာန်းချက်ကို (သို့မဟုတ်) ပဋိညာဉ်စာချုပ်၏ အခြားပြဋ္ဌာန်းချက်တစ်စုံတစ်ရာကို ဆက်လက် ချိုးဖောက်နေခြင်းအတွက် ခွင့်လွှတ်ရာ မရောက်စေရ။

ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်တွင်ဖော်ပြပါရှိသောအခွင့်အရေး၊ အခွင့်အာဏာ(သို့မဟုတ်) အကျိုးခံစားခွင့် တစ်စုံတစ်ရာကို စာချုပ်တွင် ပါဝင်လက်မှတ်ရေးထိုးသူများက ရယူဆောင်ရွက်ရန် ပျက်ကွက်ခြင်း (သို့မဟုတ်) နှောင့်နှေးခြင်းသည် ထိုအခွင့်အရေး၊ အခွင့်အာဏာ(သို့မဟုတ်)အကျိုးခံစားခွင့်ကို စွန့်လွှတ်ရာမရောက်စေရ။ ထို့အပြင် ထိုအခွင့်ရေး၊ အခွင့်အာဏာ(သို့မဟုတ်)အကျိုးခံစားခွင့် တစ်ခုတည်းကိုသော်လည်းကောင်း၊ တစ်စိတ်တစ်ဒေသကိုသော်လည်းကောင်း ရယူဆောင်ရွက်ခြင်းသည် အခြားအခွင့်အရေး၊ အခွင့်အာဏာ (သို့မဟုတ်) အကျိုးခံစားခွင့်ကို ရယူရန် ဟန့်တားရာမရောက်စေရ။

(ဂ) **ပစ္စည်းများလွှဲပြောင်းပေးခြင်း။** ဤပဋိညာဉ်စာချုပ် သက်တမ်းကုန်ဆုံးချိန် (သို့မဟုတ်) ရပ်စဲချိန်တွင် "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" က ဆောက်လုပ်ထားသည့်ဆိပ်ခံတံတား၊ အဆောက်အဦများနှင့် ကုန်ကိုင်တွယ်စက်ကရိယာများ အပါအဝင် မရွှေ့မပြောင်းနိုင်သောပစ္စည်းများနှင့် မြေကို ကောင်းမွန်စွာ ထိန်းသိမ်းထားသော အနေအထားအတိုင်း အဖိုးစားနားမပါဘဲ "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" ပိုင်ပစ္စည်းအဖြစ် လွှဲပြောင်းပေးရမည်။ အကယ်၍"လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" မှ ၎င်းအဆောက်အဦများကို အားလုံးကိုသော်လည်းကောင်း၊ တစ်

စိတ်တစ်ဒေသကိုသော်လည်းကောင်း လက်ခံရန်ဆန္ဒမရှိလျှင် ထိုသို့ လက်ခံနိုင်ခြင်းမရှိကြောင်းညွှန်ကြားသည့် အဆောက်အဦများကို"**လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ**" မှ ကုန်ကျစရိတ်ကျခံ၍ လုံးဝဖယ်ရှားပေးရမည်။

"လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" သည် ရွှေ့ပြောင်းနိုင်သော ပစ္စည်းများအားလုံးကို စာချုပ်သက်တမ်းကုန်ဆုံးသည့်နေ့ (သို့မဟုတ်) စာချုပ်ရပ်စဲသည့်နေ့မှ ၆(ခြောက်) လအတွင်း မိမိ၏စရိတ်ဖြင့်ဖယ်ရှားပေးပြီး၊ အဆိုပါ ပစ္စည်းများကို ပြန်လည်ပိုင်ဆိုင်ခွင့် အခွင့်အရေးရှိစေရမည်။

(ဃ) **အရေးကြီးသောပစ္စည်းများတွေ့ရှိမှု။** "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ" သည် ငှားရမ်းမြေပေါ်တွင်တူးဖော်ခြင်း(သို့မဟုတ်) ဖောက်ခွဲခြင်းလုပ်ငန်းပြုလုပ်စဉ် အရေးကြီးသောမည်သည့်တွေ့ရှိမှုကိုမဆို "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" ထံချက်ချင်းအကြောင်းကြားရမည်။ အရေးကြီးသောပစ္စည်းများ တွေ့ရှိမှုဆိုရာတွင် မြေတူးစဉ်နှင့် ဖောက်ခွဲမှုပြုလုပ်စဉ် တွေ့ရှိရသော အနုပညာ၊ ရှေးဟောင်းပစ္စည်းများ၊ သဘာဝသမိုင်း၊ ဒဂ်ါးများနှင့် သိပ္ပံဆိုင်ရာအရေးပါသောအရာဝတ္ထုများ၊ ရှားပါးပြီး တန်ဖိုးရှိသောပစ္စည်းများနှင့် သဘာဝသယံဇာတ အရင်းအမြစ်များပါဝင်ပြီး အဆိုပါပစ္စည်းများသည် နိုင်ငံပိုင်ပစ္စည်းများဖြစ်သည်။

"လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" သည် အဆိုပါပစ္စည်းများကို သက်ဆိုင်ရာအစိုးရအဖွဲ့အစည်းသို့တင်ပြ၍ အတည်ပြုချက်ရယူပြီး မည်သည့်အချိန်တွင်မဆို လွတ်လပ်စွာတူးဖော်ရယူခွင့် ရှိစေရမည်။

(င) **တစ်စိတ်တစ်ဒေသအဖြစ်မှတ်ယူခြင်း။** ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်တွင် ပါဝင်လက်မှတ်ရေးထိုးသူများအကြား ချုပ်ဆိုသည့် မြေငှားစာချုပ်အပါအဝင် နောက်ဆက်တွဲများအားလုံးကို ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်၏ တစ်စိတ်တစ်ဒေသအဖြစ် မှတ်ယူရမည်။

(စ) **အကြောင်းကြားစာများ။** ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်တွင် အခြားနည်းပြဋ္ဌာန်းထားချက်များမှတစ်ပါး ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်အရ လိုအပ်သော (သို့မဟုတ်) ခွင့်ပြုထားသော အကြောင်းကြားစာတောင်းခံချက် (သို့မဟုတ်)အခြားဆက်သွယ်မှုအားလုံးကို စာဖြင့်ရေးပြီး၊ လက်ခံရမည့်သူ၏ လိပ်စာတပ်၍ လူကိုယ်တိုင်သော်လည်းကောင်း၊ စာတိုက်မှမှတ်ပုံတင်၍သော်လည်းကောင်း၊ ဖက်(စ်)ဖြင့်သော်လည်းကောင်း ပေးပို့ရမည်။ ဖော်ပြပါအကြောင်းကြားစာ၊ တောင်းခံချက် (သို့မဟုတ်) အခြားဆက်သွယ်မှု (ဤမှ နောင်တွင် "အကြောင်းကြားစာ" ဟု ရည်ညွှန်းမည်)

တစ်စုံတစ်ရာကို အောက်ပါအတိုင်း ဆောင်ရွက်ပြီးဖြစ်က လက်ခံမည့်သူထံ တရားဝင်ပေးပို့ပြီး ဖြစ်သည်ဟု မှတ်ယူရမည်-

(၁) ဖက်(စ်)ဖြင့် **အကြောင်းကြားစာ** ပေးပို့ပြီးဖြစ်ပါက၊ ဖက်(စ်)နံပါတ်၊ စာမျက်နှာအရေအတွက်နှင့် ပေးပို့ပြီးဖြစ်ကြောင်း အတည်ပြု ဖော်ပြထားသည့် သတင်းပေးပို့ချက်မှတ်တမ်းကို ပေးပို့သူကလက်ခံရရှိလျှင် အဆိုပါ **အကြောင်းကြားစာ**ကို တရားဝင်ပေးပို့ပြီးဟု မှတ်ယူရမည်။

(၂) အကယ်၍**အကြောင်းကြားစာ**ကို လက်ခံမည့်သူ၏လိပ်စာတပ်၍ တံဆိပ်ခေါင်းကပ်ပြီး စာတိုက်မှပေးပို့ခြင်းဖြစ်ပါက စာတိုက်မှပေးပို့ပြီးဖြစ်ကြောင်း သက်သေပြနိုင်ပြီး ထိုသို့ပေးပို့သည့်နေ့မှ ၁၄ (တစ်ဆယ့်လေး) ရက် မြောက်နေ့တွင် စာအိတ်ပေါ်၌ ရေးသားထားသည့် လိပ်စာရှင် ထံသို့ တရားဝင်ပေးပို့ပြီးဖြစ်ကြောင်း မှတ်ယူရမည်။

အပိုဒ်-၂၅။ ဆက်သွယ်ရန် လိပ်စာများ

၂၅။ ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်ဝင်များအကြား စာဖြင့်ရေးသားဆက်သွယ်ရန် လိပ်စာမှာ အောက်ပါအတိုင်းဖြစ်သည်-

အမှုဆောင်အရာရှိချုပ်
မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင်
အမှတ် (၁၀) ပန်းဆိုးတန်းလမ်း၊ ကျောက်တံတားမြို့နယ်၊ ရန်ကုန်မြို့
ဖက်(စ်)အမှတ်-၂၄၆၇၈၁၊ ၃၉၁၃၅၅

နှင့်

မန်နေးဂျင်းဒါရိုက်တာ
Green Alliance Energy Co., Ltd.
အမှတ်(၈)၊ ဓမ္မစေတီလမ်းနှင့်ဗားကရာလမ်းထောင့်၊
စမ်းချောင်းမြို့နယ်၊ ရန်ကုန်မြို့
ဖက်(စ်)အမှတ်-

သက်သေထင်ရှားစိမ့်သော်ငှာ၊ စာချုပ်ချုပ်ဆိုရာတွင် ပါဝင်သူများသည် အထက်ဖော်ပြပါ ( )ရက်နေ့၊ -------- လ၊ ၂၀၁၆ ခုနှစ်တွင် အောက်ပါအသိသက်သေများ ရှေ့မှောက်၌ ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်ကို လက်မှတ်ရေးထိုးကြပါသည် -

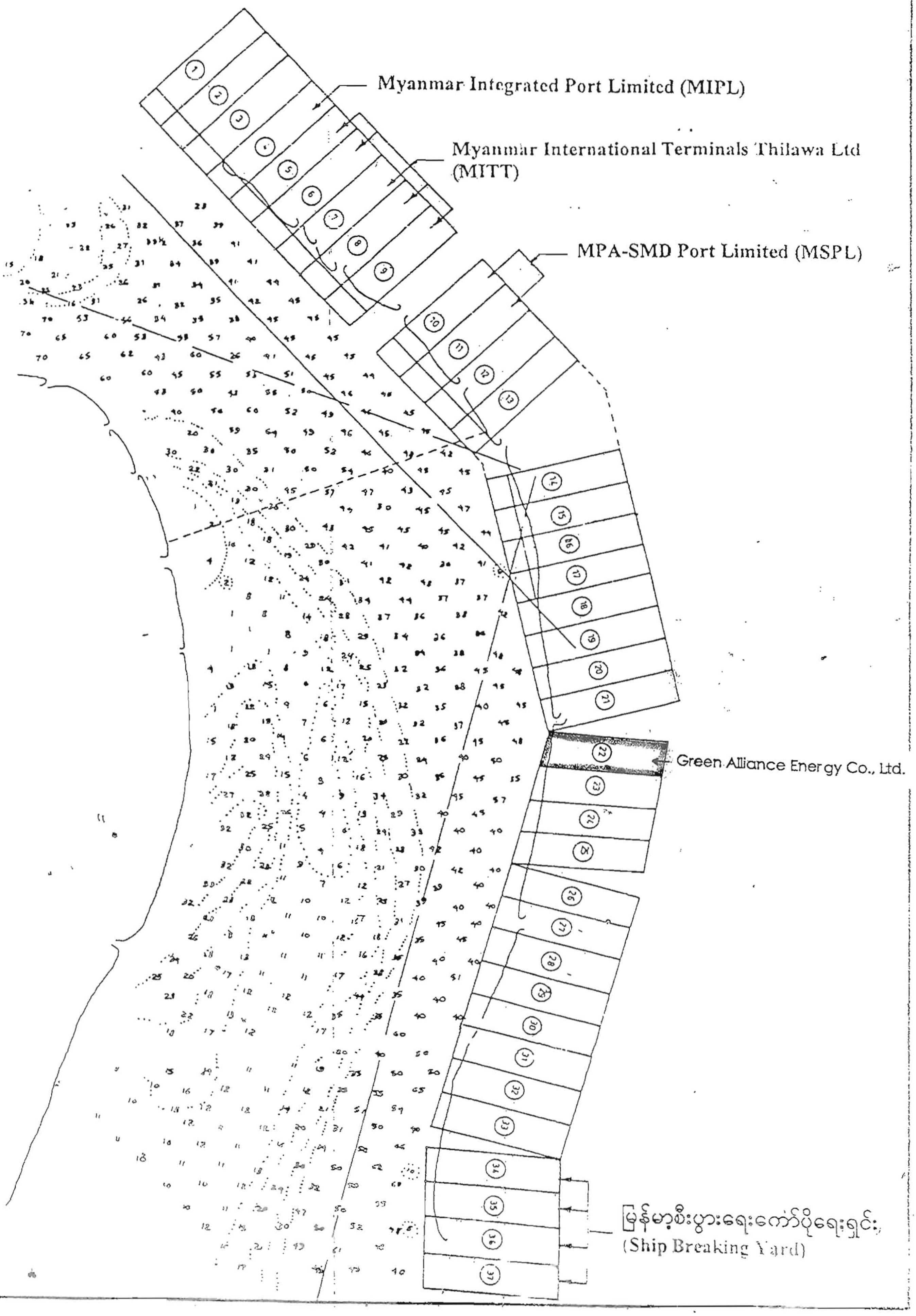
လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ	လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ရသူ(ကိုယ်စား)
အမည် - ကျော်မြင့်	အမည် - ဒေါက်တာဇော်မင်းအောင်
ရာထူး - အမှုဆောင်အရာရှိချုပ်	ရာထူး - မန်နေဂျင်းဒါရိုက်တာ
ဌာန - မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင်	ဌာန - Green Alliance Energy Co., Ltd.

သက်သေများ

အမည် -	အမည် -
ရာထူး -	ရာထူး -
ဌာန - မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင်	ဌာန - Green Alliance Energy Co., Ltd.

ပူးတွဲ (၁)

သီလဝါဆိပ်ကမ်း ဖွံ့ဖြိုးရေးစီမံကိန်း တည်နေရာပြပုံ



ပူးတွဲ (၂)

စုစုပေါင်းဝင်ငွေ၏ အဓိပ္ပါယ်ဖော်ပြချက်

၁။ စုစုပေါင်းဝင်ငွေ၏ အဓိပ္ပါယ်ဖော်ပြချက် ဆိုသည်မှာ အောက်ပါလုပ်ငန်းများမှ စုစုပေါင်းဝင်ငွေကို ဆိုလိုသည် -

(က) တံတားကပ်ခများ၊

(ခ) တံတားသုံးစွဲခများ၊

(ဂ) ကုန်စည်ကိုင်တွယ်ခများ၊

(ဃ) ကုန်သိုလှောင်ခများ/နှောက်နှေးကြန့်ကြာကြေးများ၊

(င) စက်ပစ္စည်းသုံးစွဲခများ၊

(စ) တံတားသို့ ဆိုက်ကပ်မည့် သင်္ဘောများ၏ လုပ်ငန်းလိုအပ်ချက်အရ ကုမ္ပဏီမှ စီမံခန့်ခွဲခြင်းနှင့် အသုံးအဆောင်များသုံးစွဲခြင်းစသည့် အောက်ပါဝန်ဆောင်မှုလုပ်ငန်းများအတွက်ရရှိသော အခကြေးငွေများ -

(၁) ကုန်တင်ကုန်ချလုပ်ငန်းအတွက် လိုအပ်သောအသုံးအဆောင် ပစ္စည်းကိရိယာများ (Stevedore Gears) ကို ငှားရမ်းပေးခြင်း၊

(၂) သင်္ဘော၏လုံခြုံရေးအတွက်လုံခြုံရေးဝန်ထမ်း (Watchman) အား တာဝန်ချထားပေးခြင်း၊

(၃) သောက်ရေး၊ သုံးရေဖြည့်ဆည်းပေးခြင်း၊

(၄) စက်သုံးဆီဖြည့်ဆည်းပေးခြင်း၊

(၅) Generator ဖြင့် ဓါတ်အားဖြည့်ဆည်းပေးခြင်း၊

(၆) သင်္ဘောကုန်တင်ကုန်ချအတွက် Berthing Meeting မှ သတ်မှတ်ပေးသည့်ကုန်တင်ကုန်ချလုပ်သားဂိုဏ်းအပြင်၊ အရေးပေါ်လိုအပ်ချက်အရ ကုမ္ပဏီမှလုပ်သားဂိုဏ်း အရေအတွက်ကို တိုးချဲ့ပေးခြင်းနှင့် စီမံခန့်ခွဲခြင်း၊

(ဆ) ဝန်ပါဝန်လွတ် ကုန်သေတ္တာများကိုဆိပ်ကမ်းအတွင်းရှိ ကုမ္ပဏီပိုင်ကုန်သေတ္တာလွင်ပြင်တွင် ထိန်းသိမ်းထားရှိခများ၊

(ဇ) အခြားသော ဆိပ်ကမ်းဝန်ဆောင်မှုလုပ်ငန်းများမှ ရရှိသည့် ဝင်ငွေများ၊

၂။ ဖော်ပြပါ ဝန်ဆောင်မှုလုပ်ငန်းများကို မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင်မှ သတ်မှတ်သည့် ဆိပ်ကမ်းအခွန်အခနှုန်းထားများအတိုင်း တွက်ချက်ကောက်ခံသွားပါမည်။

ပူးတွဲ (၃)

ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည် တင်/ချ ဆိပ်ခံတံတားနှင့် ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည် သိုလှောင်ဖြန့်ဖြူးရေး အဆောက်အအုံများ တည်ဆောက်မှုလုပ်ငန်းစီမံကိန်းဖော်ပြချက်

လုပ်ငန်းစီမံကိန်း

၁။ ဆိပ်ခံတံတား

(က) ဆိပ်ခံတံတားအလျား ၁၉၀ မီတာ x အကျယ် ၂၅.၅ မီတာ ကို ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည် တင်/ချမှုလုပ်ငန်း၏ အလေးဝန်ဒဏ်ခံနိုင်အောင် တည်ဆောက်ပါမည်။

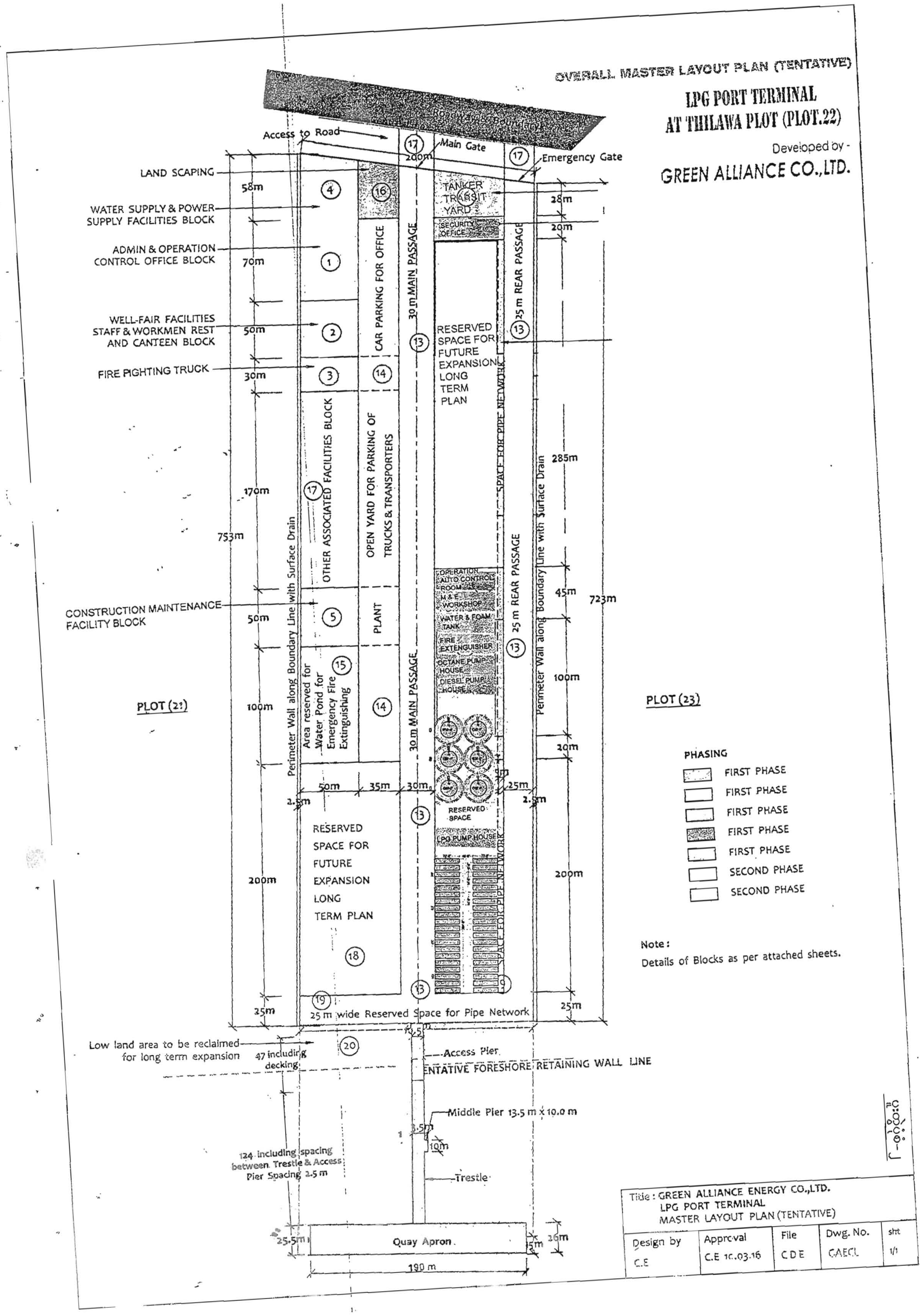
(ခ) ဆိပ်ခံတံတား၏ရေအနက်ကို အနိမ့်ဆုံးရေမျက်နှာပြင်အောက် (၉) မီတာ ရရှိအောင်ဆောင်ရွက်ပါမည်။

(ဂ) ငှားရမ်းသည့်မြေပေါ်ရှိ "လုပ်ငန်းလုပ်ကိုင်ခွင့်ပြုသူ" က ဆိပ်ခံတံတားနှင့် ဆိပ်ကမ်းအထောက်အကူပြုအဆောက်အအုံများအားလုံးကို ဤပဋိညာဉ်စာချုပ်ချုပ်ဆိုသည့်နေ့မှ စ၍(၃)နှစ်အတွင်းတွင်လည်းကောင်းအပြီးဆောင်ရွက်မည်။

၂။ အဆောက်အဦများ

(က) LPG Storage Tanks Firm, Filling Station, Handling Facilities and Associated Facilities, Office Building, Water Supply and Electric Supply Facilities, များတည်ဆောက်သွားပါမည်။

(ခ) LPG တင်/ချမှုလုပ်ငန်းနှင့် သိုလှောင်ဖြန့်ဖြူးခြင်းလုပ်ငန်းပမာဏ တိုးမြင့်လာသည်နှင့်အမျှ လုပ်ငန်းများကို ပိုမိုသွက်လက်လျှင်မြန်စေရန် လိုအပ်သော အဆောက်အဦများကို တိုးချဲ့တည်ဆောက်သွားပါမည်။



OVERALL MASTER LAYOUT PLAN (TENTATIVE)
LPG PORT TERMINAL
AT THILAWA PLOT (PLOT.22)
Developed by -
GREEN ALLIANCE CO.,LTD.
Access to Road
Main Gate
Emergency Gate
200m
LAND SCAPING
WATER SUPPLY & POWER SUPPLY FACILITIES BLOCK
ADMIN & OPERATION CONTROL OFFICE BLOCK
WELL-FAIR FACILITIES STAFF & WORKMEN REST AND CANTEEN BLOCK
FIRE FIGHTING TRUCK
CONSTRUCTION MAINTENANCE FACILITY BLOCK
58m
70m
50m
30m
170m
753m
50m
100m
200m
25m
TANKER TRANSIT YARD
SECURITY OFFICE
CAR PARKING FOR OFFICE
30 m MAIN PASSAGE
25 m REAR PASSAGE
RESERVED SPACE FOR FUTURE EXPANSION LONG TERM PLAN
OTHER ASSOCIATED FACILITIES BLOCK
OPEN YARD FOR PARKING OF TRUCKS & TRANSPORTERS
SPACE FOR PIPE NETWORK
PLANT
OPERATION AUTO CONTROL ROOM
M & E WORKSHOP
WATER & FOAM TANK
FIRE EXTENGUISHER
OCTANE PUMP HOUSE
DIESEL PUMP HOUSE
RESERVED SPACE
LPG PUMP HOUSE
Area reserved for Water Pond for Emergency Fire Extinguishing
Perimeter Wall along Boundary Line with Surface Drain
28m
20m
285m
45m
723m
100m
20m
200m
25m
50m
35m
30m
25m
2.5m
5m
PLOT (21)
PLOT (23)
RESERVED SPACE FOR FUTURE EXPANSION LONG TERM PLAN
25 m wide Reserved Space for Pipe Network
PHASING
FIRST PHASE
FIRST PHASE
FIRST PHASE
FIRST PHASE
FIRST PHASE
SECOND PHASE
SECOND PHASE
Note :
Details of Blocks as per attached sheets.
Low land area to be reclaimed for long term expansion
47 including decking
Access Pier
TENTATIVE FORESHORE RETAINING WALL LINE
Middle Pier 13.5 m x 10.0 m
3.5m
10m
124 including spacing between Trestle & Access Pier Spacing 2.5 m
Trestle
Quay Apron
25.5m
26m
5m
190 m
Title : GREEN ALLIANCE ENERGY CO.,LTD.
LPG PORT TERMINAL
MASTER LAYOUT PLAN (TENTATIVE)
Design by
C.E
Approval
C.E 16.03.16
File
C D E
Dwg. No.
CAECL
sht
1/1

ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှု ဆောင်ရွက်မည့်ပမာဏ

၁။ မြို့ပြ လုပ်ငန်းနှင့်သက်ဆိုင်ရာ တည်ဆောက်ရေးလုပ်ငန်း

		USD	Kyats
(က)	DWT ၂၀၀၀၀ သင်္ဘောဆိုက်ကပ်နိုင်သည့် ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည် တင်/ချ ဆိပ်ခံတံတား		
(ခ)	LPG Storage Tanks Firm		
(ဂ)	Filling Station and Handling Facilities		
(ဃ)	Other Associated Facilities		
(င)	Office Building နှင့် အခြား ဆက်စပ်အဆောက်အအုံ		
(စ)	ရေသန့်၊ လျှပ်စစ်နှင့် ဆက်စပ်လုပ်ငန်းများ		
	Sub-total		
	Total Cost for Building		

၂။ အခြား

ပူးတွဲ - ၁

.... BANK

YANGON, MYANMAR

LETTER OF GUARANTEE

DATED : - - 2016

REF NO : ....

TO

MYANMA PORT AUTHORITY
YANGON, MYANMAR

PERFORMANCE BANK GUARANTEE NO.......................

In consideration of your having concluded the Contract for the construction, operation and management of **Green Alliance LPG Jetty Project** in Thilawa foreshore area dated ;........ with **Green Alliance Energy Co., Ltd.** for the development of a International LPG Jetty and Associated Utility Building at Thilawa foreshore area and it being a condition of the Contract that a performance guarantee of one percent (1%) of the estimated investment cost of **Green Alliance LPG Jetty Project** in amount of Kyat 257,042,000 be issued in your favour, we ---------------------- Bank) hereby irrevocably and unconditionally guarantee to pay you without delay on your first written demand through (---------------------- Bank) any amount claimed by you up to the extent of Kyat 257,042,000 against your written declaration that **Green Alliance Energy Co., Ltd.** has refuses or failed to execute or perform any of the material terms and conditions of the aforesaid Contract including that the activities pertinent to the construction of a International LPG Jetty and Associated Utility Building under **Green Alliance LPG Jetty Project** shall be operational within 3 (three) years from the date of signing of the Contracts.
This guarantee shall remain valid until 3 (three) years after the date of signing of the Contract.

Signature : ....
Designation : ....
Bank :........................

MYANMA FOREIGN TRADE BANK
YANGON, MYANMAR
LETTER OF GUARANTEE

DATED : - - 2016

NO : ....

TO

MYANMA PORT AUTHORITY
YANGON, MYANMAR

PERFORMANCE BANK GUARANTEE NO. ....

In consideration of your having concluded the Contract for the construction, operation and management of **Green Alliance LPG Jetty Project** in Thilawa foreshore area dated .... with **Green Alliance Energy Co., Ltd.** for the development of a International LPG Jetty and Associated Utility Building at Thilawa foreshore area and it being a condition of the Contract that a performance guarantee of one percent (1%) of the estimated investment cost of **Green Alliance LPG Jetty Project** in amount of United States Dollars 248,720 be issued in your favour, we (------------------------- Bank) hereby irrevocably and unconditionally guarantee to pay you without delay on your first written demand through (------------------------- Bank) any amount claimed by you up to the extent of US$ 248,720 against your written declaration that **Green Alliance Energy Co., Ltd.** has refuses or failed to execute or perform any of the material terms and conditions of the aforesaid Contract including that the activities pertinent to the construction of a International LPG Jetty and Associated Utility Building under **Green Alliance LPG Jetty Project** shall be operational within 3 (three) years from the date of signing of the Contracts.

This guarantee shall remain valid until 3 (three) years after the date of signing of the Contract.

Signature : ....
Designation : ....
Bank : ....

ပို့ဆောင်ရေးဝန်ကြီးဌာန

မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင်

နှင့်

စိမ်းလန်းခြင်းအင်အားစုစွမ်းအင်ကုမ္ပဏီလီမိတက်

(Green Alliance Energy Co., Ltd.)

တို့အကြား

ရန်ကုန်တိုင်းဒေသကြီး၊ သန်လျင်-ကျောက်တန်းနယ်မြေ၊

သီလဝါဆိပ်ကမ်းဒေသတွင်

ရေနံသဘာဝ ဓါတ်ငွေ့ရည်တင်/ချ ဆိပ်ခံတံတားနှင့်

ရေနံသဘာဝ ဓါတ်ငွေ့ရည်သိုလှောင်ဖြန့်ဖြူးရေး

အဆောက်အအုံများ တည်ဆောက်ပြီး

ဝန်ဆောင်မှုလုပ်ငန်းကို B.O.T စနစ်ဖြင့်

လုပ်ငန်းဆောင်ရွက်ရန်အတွက် ချုပ်ဆိုသည့်

မြေငှားစာချုပ် (မူကြမ်း)

ရန်ကုန်တိုင်းဒေသကြီး၊ သန်လျင်-ကျောက်တန်းနယ်မြေ၊
သီလဝါဆိပ်ကမ်းဒေသ၊မြေကွက်အမှတ် (၂၂) တွင် ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည် တင်/ချ
ဆိပ်ခံတံတားနှင့် ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည် သိုလှောင်ဖြန့်ဖြူးရေး အဆောက်အအုံများ
တည်ဆောက်ပြီး B.O.T စနစ်ဖြင့် လုပ်ငန်းဆောင်ရွက်ရန်နှင့် လွှဲပြောင်းရန်အတွက်
မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင်နှင့် Green Alliance Energy Co., Ltd. တို့အကြား
ချုပ်ဆိုသည့်

မြေငှားစာချုပ် (မူကြမ်း)

ဤ မြေငှားစာချုပ်ကို ပြည်ထောင်စုသမ္မတမြန်မာနိုင်ငံတော်၊ ရန်ကုန်မြို့တွင် ၂၀၁၆ ခုနှစ်၊ မတ်လ ( ) ရက်နေ့၌

ဦးကျော်မြင့်၊ အမှုဆောင်အရာရှိချုပ် ကိုယ်စားပြုသော ပြည်ထောင်စုသမ္မတ မြန်မာ နိုင်ငံတော်၊ ပို့ဆောင်ရေးဝန်ကြီးဌာန လက်အောက်ရှိ မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင် (ဤမှနောင် တွင် "မြေငှားရမ်းသူ" ဟု ရည်ညွှန်းခေါ်ဆိုမည်ဖြစ်ရာ၊ ယင်းစကားရပ်တွင် စာသားအရသော်လည်းကောင်း၊ အဓိပ္ပါယ်အရသော်လည်းကောင်း ရှေ့နောက်ဆန့်ကျင်ကွဲလွဲခြင်းမရှိပါက၊ ၎င်း၏ဆက်ခံသူများနှင့် ဥပဒေအရလွှဲအပ်ခြင်းခံရသူများ ပါဝင်သည်ဟု မှတ်ယူရမည်) က တစ်ဖက်

နှင့်

ဒေါက်တာဇော်မင်းအောင်၊ မန်နေဂျင်းဒါရိုက်တာ၊ နိုင်ငံသားစိစစ်ရေးကဒ်ပြားအမှတ်၊ ၇/ရတန (နိုင်)၀၀၉၄၉၁ ကိုယ်စားပြုသော ရန်ကုန်မြို့၊ စမ်းချောင်းမြို့နယ်၊ ဓမ္မစေတီလမ်းနှင့် ဗားကရာလမ်းထောင့်၊ အမှတ်(၈) တွင်ရှိ Green Alliance Energy Co., Ltd. (ဤမှနောင်တွင် "မြေငှားချထားခြင်းခံရသူ" ဟု ရည်ညွှန်းခေါ်ဆိုမည်ဖြစ်ရာ၊ ယင်းစကားရပ်တွင် စာသားအရ သော်လည်းကောင်း၊ အဓိပ္ပါယ်အရသော်လည်းကောင်း ရှေ့နောက်ဆန့်ကျင်ကွဲလွဲခြင်းမရှိပါက၊ ၎င်း၏ ဆက်ခံသူများ၊ တရားဝင်ကိုယ်စားလှယ်များနှင့် ဥပဒေအရ လွှဲအပ်ခြင်းခံရသူများ ပါဝင်သည်ဟု မှတ်ယူရမည်) က အခြားတစ်ဖက်တို့ ချုပ်ဆိုကြပါသည်။

(က) "မြေငှားရမ်းသူ" သည် "ငှားရမ်းသည့်မြေ" ကို ဥပဒေအရ တရားဝင်ပိုင်ဆိုင်ခွင့်ရှိကြောင်း ကိုယ်စားပြု အာမခံချက်ပေးသဖြင့် လည်းကောင်း၊

(ခ) "မြေငှားရမ်းသူ" က ရန်ကုန်တိုင်းဒေသကြီး၊ သန်လျင်-ကျောက်တန်းနယ်မြေ၊ သီလဝါဆိပ်ကမ်းဒေသရှိ ပူးတွဲ (၁) တွင် အနီရောင်ဖြင့် ဘောင်ခတ်ထားသော မြေကွက်အမှတ် (၂၂) ဧရိယာ (၃၇.၀၆) ဧကအကျယ်အဝန်းရှိ မြေနေရာ

(နောင်တွင် "ငှားရမ်းသည့်မြေ" ဟုရည်ညွှန်းခေါ်ဆိုရမည်)ကို ငှားရမ်းလိုသော ဆန္ဒရှိပြီး၊ "မြေငှားချထားခြင်းခံရသူ" က အောက်တွင် ဆက်လက်ဖော်ပြမည့် စည်းမျဉ်း၊ စည်းကမ်းများနှင့်အညီ "ငှားရမ်းသည့်မြေ" တွင် ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည်တင်/ချ ဆိပ်ခံတံတားနှင့် ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည်သိုလှောင်ဖြန့်ဖြူးရေး အထောက်အကူပြုအဆောက်အအုံများ (နောင်တွင် "Green Alliance LPG Jetty Project" ဟုရည်ညွှန်းခေါ်ဆိုမည်)ကို တည်ဆောက်၍ BOT စနစ်ဖြင့် လုပ်ငန်း လုပ်ကိုင်ရန်အတွက် အငှားရယူလိုသဖြင့် လည်းကောင်း၊

ဤမြေငှားစာချုပ်ကို နှစ်ဦးနှစ်ဖက် အကြေအလည် ညှိနှိုင်းပြီး အောက်ပါအတိုင်း သဘောတူချုပ်ဆိုကြပါသည် -

၁။ အောက်ဖော်ပြပါအတိုင်း မြေအသုံးချမှုပရီမီယံကြေးနှင့် လစဉ်မြေငှားခကိုပေးချေရန် သဘောတူညီချက်ကိုထောက်ထား၍ "မြေငှားရမ်းသူ" သည် "မြေငှားချထားခြင်းခံရသူ" သို့ BOT စနစ်ဖြင့် လုပ်ငန်းဆောင်ရွက်ရန်ချုပ်ဆိုသည့် မြေငှားစာချုပ်ကို စာချုပ်ဝင်နှစ်ဦးနှစ်ဖက်လက်မှတ်ရေးထိုးသည့်နေ့မှနှစ်ပေါင်း ၅၀ (ငါးဆယ်) နှစ်ခွင့်ပြုရန် သဘောတူညီသည်-

(က) မြေအသုံးချမှုပရီမီယံ။ "ငှားရမ်းသည့်မြေ" ကို မြေငှားစာချုပ်ပါစည်းကမ်းချက်များနှင့်အညီ အငှားချထားမှုအတွက် မြေတစ်ဧကလျှင်ငွေကျပ် ၁၅,၀၀၀,၀၀၀ (ကျပ် တစ်ဆယ့်ငါးသန်း) နှုန်းဖြင့် စုစုပေါင်းမြေ ၃၇.၀၆ ဧက အတွက် မြေအသုံးချမှုပရီမီယံကြေးအဖြစ် ငွေကျပ် ၅၅၅,၉၀၀,၀၀၀ (ကျပ် ငါးရာငါးဆယ်ငါးသန်းကိုးသိန်းတိတိ) ကို အရစ်(၂)ရစ်ခွဲ၍ "မြေငှားချထားခြင်းခံရသူ" က "မြေငှားရမ်းသူ" ထံ အောက်ပါအတိုင်း ပေးသွင်းရမည် -

(၁) ပထမအရစ်အဖြစ် မြေအသုံးချမှုပရီမီယံကြေး၏ ၅၀% ဖြစ်သော ငွေကျပ် ၂၇၇,၉၅၀,၀၀၀ (ကျပ် နှစ်ရာခုနှစ်ဆယ်ခုနှစ်သန်း ကိုးသိန်းငါးသောင်း တိတိ) ကို ဤစာချုပ်လက်မှတ်ရေးထိုးပြီး ရက်ပေါင်း (၃၀) အတွင်းပေးချေရမည်။

(၂) ဒုတိယအရစ်အဖြစ် မြေအသုံးချမှုပရီမီယံကြေး၏ ၅၀% ဖြစ်သော ငွေကျပ် ၂၇၇,၉၅၀,၀၀၀ (ကျပ် နှစ်ရာခုနှစ်ဆယ်ခုနှစ်သန်း ကိုးသိန်းငါးသောင်း တိတိ) ကို ဤစာချုပ်လက်မှတ်ရေးထိုးပြီး တစ်နှစ်အတွင်း ပေးချေရမည်။

(ခ) **မြေငှားခများ။** “မြေငှားချထားခြင်းခံရသူ”သည်၊ ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည်တင်/ချဆိပ်ခံတံတားနှင့် အထောက်အကူပြုအဆောက်အအုံများ တည်ဆောက်ရန်သတ်မှတ်ထားသော တည်ဆောက်ရေးကာလစေ့ရောက်သည့်နေ့ (သို့မဟုတ်) ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည်တင်/ချ လုပ်ငန်းများ စတင်ဆောင်ရွက်သည့်နေ့ ထိုနေ့ (၂) ရပ်အနက်စောရာ နေ့ရက်မှစ၍ အောက်တွင်ဖော်ပြထားသော နှုန်းထားများအတိုင်း လစဉ်မြေငှားရမ်းခအဖြစ် ငွေကျပ် ၂၅,၀၂၀,၆၂၂.၀၀ (ကျပ်နှစ်ဆယ်ငါးသန်းနှစ်သောင်းတစ်ထောင်ခြောက်ရာ နှစ်ဆယ်နှစ် တိတိ) ကို အင်္ဂလိပ်လဆန်း ၇(ခုနှစ်) ရက်မတိုင်မီ “မြေငှားရမ်းသူ” သို့ ပေးသွင်းရမည်။ ပထမလအတွက် မြေငှားရမ်းခ စတင်ပေးဆောင်ရမည့် အစီအစဉ်ကို နှစ်ဦးနှစ်ဖက်ညှိနှိုင်းသတ်မှတ်ရမည်။

(၁) ရေနံသဘာဝဓါတ်ငွေ့ရည်တင်/ချ ဆိပ်ခံ တံတားမြေနေရာအတွက်လစဉ်မြေငှား ရမ်းခ(၇၇,၇၃၅ စ/မီတာ = ၉. ၂၃ ဧက x ကျပ် ၅၄၀,၅၄၀. ၅၄) — ကျပ် ၄,၉၈၉,၁၈၉. ၂၀

(၂) ကျောထောက်နောက်ခံမြေအတွက် လစဉ် မြေငှားရမ်းခ (၃၇. ၀၆ ဧက x ကျပ် ၅၄၀,၅၄၀. ၅၄) — ကျပ် ၂၀,၀၃၂,၄၃၂. ၄၁

	ကျပ် ၂၅,၀၂၀,၆၂၀. ၆၁
ဆိုကျပ် -	၂၅,၀၂၀,၆၂၂. ၀၀

(ဂ) အထက်ပါ သတ်မှတ်ချက်အတိုင်း မြေအသုံးချမှုပရီမီယံကြေးကိုလည်းကောင်း၊ လစဉ်မြေငှားရမ်းခကိုလည်းကောင်း ပေးဆောင်ရန်ပျက်ကွက်ပါက ဤစာချုပ်၏ အပိုဒ် ၁၃ (ခ) အရ စာချုပ်ကို ရပ်စဲနိုင်သည်။

၂။ ဤမြေငှားစာချုပ်သည် နှစ်ဖက်စာချုပ်ဝင်များ လက်မှတ်ရေးထိုးသည့်နေ့မှ စတင်အကျိုးသက်ရောက်စေရမည်။

၃။ “မြေငှားချထားခြင်းခံရသူ” သည် “မြေငှားရမ်းသူ” ထံသို့ အောက်ပါအတိုင်း ခံဝန်ကတိပြုသည် -

(က) "ငှားရမ်းသည့်မြေ" အားလုံးကိုသော်လည်းကောင်း၊ တစ်စိတ်တစ်ဒေသကိုသော်လည်းကောင်း ထပ်ဆင့်အငှားချထားခြင်း၊ ပေါင်နှံခြင်းမပြုရန်၊

(ခ) တည်ဆောက်မည့် ဆိပ်ခံတံတားနှင့် စက်ကရိယာများအတွက် ဆက်နွယ်သည့် ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမည့် ကုန်ကျစရိတ်အားလုံးကို ကျခံရန်၊

(ဂ) "ငှားရမ်းသည့်မြေ"နေရာသို့ "မြေငှားရမ်းသူ" ၏ ကိုယ်စား တာဝန်ပေးအပ်ခြင်း ခံရသူများအား ၎င်းတို့၏ လုပ်ငန်းတာဝန်များကို လုပ်ဆောင်ရန်အလို့ငှာ ဝင်ရောက်ခွင့်ပြုရန်၊

(ဃ) "ငှားရမ်းသည့်မြေ" (သို့မဟုတ်)၎င်း၏ အစိတ်အပိုင်းပေါ်တွင်အကောင်အထည်ဖော်ဆောင်ရွက်မည့် လုပ်ဆောင်မှုများနှင့် လုပ်ငန်းဆောင်ရွက်မှုများ အားလုံးသည် ပြည်ထောင်စုသမ္မတမြန်မာနိုင်ငံတော်၏ တရားဥပဒေများနှင့် အညီအညွတ်ဖြစ်ရန်၊

(င) "ငှားရမ်းသည့်မြေ" (သို့မဟုတ်) ၎င်း၏ အစိတ်အပိုင်းပေါ်တွင် ကျသင့်မည့် လျှပ်စစ်မီး၊ ရေနှင့် စည်ပင်သာယာခွန်များအားလုံးကို ပေးချေရန်၊

(စ) ၂၀၁၅ ခုနှစ်၊ ဧပြီလ(၉)ရက်နေ့က ပြဋ္ဌာန်းခဲ့သော မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင် ဥပဒေနှင့် ဆက်လက်ပြဋ္ဌာန်းမည့် နည်းဥပဒေများ၊ "မြေငှားရမ်းသူ" က အခါအားလျော်စွာထုတ်ပြန်သည့် အမိန့်နှင့် ညွှန်ကြားချက်များကို လိုက်နာဆောင်ရွက်ရန်။

(ဆ) လုပ်ငန်းလုပ်ဆောင်နိုင်ရန်အတွက် ငှားရမ်းမြေနှင့်ပတ်သက်သည့် လျော်ကြေး၊ နစ်နာကြေး၊ ပြောင်းရွှေ့နေရာချထား ပေးရေးစသည့် ကိစ္စရပ်များကို "မြေငှားချထားခြင်းခံရသူ" က အကုန်ကျခံ၍ တာဝန်ယူဆောင်ရွက်ပေးရန်။

၄။ "မြေငှားရမ်းသူ" သည် "မြေငှားချထားခြင်းခံရသူ" သို့ အောက်ပါအတိုင်း ခံဝန်ကတိပြုသည် -

(က) "မြေငှားရမ်းသူ" သည် "ငှားရမ်းသည့်မြေ" အား လက်ရောက် ပေးအပ်ငှားရမ်းရမည်၊

(ခ) "မြေငှားချထားခြင်းခံရသူ" သည် "ငှားရမ်းသည့်မြေ" သို့ ရည်မှန်းထားသည့် လုပ်ငန်းတာဝန်နှင့် သင့်မြတ်လျော်ကန်သော အသုံးအဆောင်များ ဆောက်လုပ်ရန်အတွက် ငြိမ်သက်စွာနှင့် အေးငြိမ်းစွာ ဝင်ရောက်နိုင်ခွင့်ပြုရမည်။ သို့ရာတွင်

ၚင်းအသုံးအဆောင်များ၏ ဒီဇိုင်းများကို "မြေငှားရမ်းသူ" ၏ အတည်ပြုချက် ရရှိပြီးမှသာ ဆောက်လုပ်ခွင့်ပြုရမည်၊

(ဂ) "မြေငှားချထားခြင်းခံရသူ" သည် မြေငှားစာချုပ် သက်တမ်းကာလအတွင်း မည်သည့်အနှောက်အယှက်၊ အဟန့်အတားမှမရှိဘဲ၊ "မြေငှားရမ်းသူ"၏ ယုံမှတ်အပ်နှံခံရသူအနေဖြင့် "ငှားရမ်းသည့်မြေ" ကို ငြိမ်သက်စွာ လက်ဝယ် ရယူထားနိုင်ခွင့်ရှိစေရမည်၊

(ဃ) "မြေငှားရမ်းသူ" သည် "ငှားရမ်းသည့်မြေ"အတွက် မြေခွန်ကို ပေးဆောင်ရမည်၊

၅။ "မြေငှားချထားခြင်းခံရသူ" သည် ဤမြေငှားစာချုပ်ကို လက်မှတ်ရေးထိုးမှုကြောင့် ပေါ်ပေါက်လာသော တံဆိပ်ခေါင်းခွန်ကို ပေးချေရန်အတွက်လည်းကောင်း၊ မြေငှားစာချုပ်၏ ရည်ရွယ်ချက်ကို အကောင်အထည်ဖော်ခြင်း၊ အဆောက်အအုံများ ဆောက်လုပ်ခြင်းနှင့် လုပ်ငန်းဆောင်ရွက်ခြင်းတို့ကြောင့် ပေါ်ပေါက်လာသော အခွန်အခများကို ပေးချေရန်အတွက် လည်းကောင်း တာဝန်ရှိသည်။

၆။ "မြေငှားချထားခြင်းခံရသူ" သည် "မြေငှားရမ်းသူ" ၏ တရားဝင်စာဖြင့် ခွင့်ပြုချက်မရရှိဘဲ ဤမြေငှားစာချုပ်၏ ရည်ရွယ်ချက်တစ်စုံတစ်ရာကို ပြောင်းလဲခြင်း (သို့မဟုတ်)တည်ဆောက်ထားသောအဆောက်အအုံများကို ပြုပြင်ပြောင်းလဲခြင်းမပြုရန် သဘောတူပါသည်။

၇။ "မြေငှားချထားခြင်းခံရသူ" သည် ငှားရမ်းမြေပေါ်တွင် တူးဖော်ခြင်း(သို့မဟုတ်)ဖောက်ခွဲခြင်းလုပ်ငန်းပြုလုပ်စဉ် အရေးကြီးသောမည်သည့်တွေ့ရှိမှုကိုမဆို "မြေငှားရမ်းသူ" ထံ ချက်ချင်း အကြောင်းကြားရမည်။ အရေးကြီးသောပစ္စည်းများ တွေ့ရှိမှုဆိုရာတွင် မြေတူးစဉ်နှင့် ဖောက်ခွဲမှုပြုလုပ်စဉ် တွေ့ရှိရသော အနုပညာ၊ ရှေးဟောင်းပစ္စည်းများ၊ သဘာဝသမိုင်း၊ ဒင်္ဂါးများနှင့် သိပ္ပံဆိုင်ရာအရေးပါသော အရာဝတ္ထုများ၊ ရှားပါးပြီးတန်ဖိုးရှိသော ပစ္စည်းများနှင့် သဘာဝသယံဇာတအရင်းအမြစ်များပါဝင်ပြီး အဆိုပါပစ္စည်းများသည် နိုင်ငံပိုင်ပစ္စည်းများဖြစ်ပြီး ၎င်း၏ သဘောအတိုင်း ဆောင်ရွက်နိုင်ခွင့်ရှိသည်။

"မြေငှားရမ်းသူ" သည် အဆိုပါပစ္စည်းများကို သက်ဆိုင်ရာအစိုးရအဖွဲ့အစည်းသို့ တင်ပြ၍ အတည်ပြုချက်ရယူပြီး မည်သည့်အချိန်တွင်မဆို လွတ်လပ်စွာတူးဖော်ရယူခွင့် ရှိစေရမည်။

၈။ "မြေငှားချထားခြင်းခံရသူ" သည် ဆောက်လုပ်ထားသော အဆောက်အအုံများနှင့် ၎င်းတို့၏ ပတ်ဝန်းကျင်တစ်ဝိုက်တွင် ဘေးအန္တရာယ်ကျရောက်မှုနှင့် ညစ်ညမ်းမှုတို့မှ ကာကွယ်ရန်အတွက် လိုအပ်သော ကြိုတင်ပြင်ဆင်မှုများကို ၎င်း၏စရိတ်ဖြင့် ကျခံဆောင်ရွက်ရမည်။ ထို့အပြင် "မြေငှားချထားခြင်းခံရသူ" အနေဖြင့် "ငှားရမ်းသည့်မြေ" (သို့မဟုတ်)၎င်း၏ အစိတ်

အပိုင်းပေါ်တွင် ဆောင်ရွက်မည့် လုပ်ဆောင်မှုများနှင့် လုပ်ငန်းဆောင်ရွက်မှုများကြောင့် ပေါ်ပေါက်လာမည့် မည်သည့်လျော်ကြေး တောင်းဆိုမှုကိုမဆို "မြေငှားရမ်းသူ" အပေါ်တွင် တာဝန်မရှိစေရ။

၉။ "မြေငှားချထားခြင်းခံရသူ" သည် ဤမြေငှားစာချုပ်၏ စည်းမျဉ်းစည်းကမ်းများကို လိုက်နာရန်ပျက်ကွက်ပါက၊ ထိုသို့ပျက်ကွက်မှုအတွက် "မြေငှားရမ်းသူ" က ထုတ်ပြန်သော အကြောင်းကြားစာရပြီး ရက်ပေါင်း ၉၀(ကိုးဆယ်)အတွင်း ပျက်ကွက်မှုကိုပြန်လည်၍မှန်အောင် ပြင်ဆင်ခြင်းမပြုလျှင်၊ "မြေငှားရမ်းသူ"သည် ဤမြေငှားစာချုပ်ပါ "ငှားရမ်းသည့်မြေ" အပေါ် ပြန်လည်ဝင်ရောက်ခွင့်၊ မြေအားလုံးကို ပြန်လည်သိမ်းယူခွင့်ရှိသည်။ ထိုသို့ သိမ်းယူချိန်မှစ၍ မြေငှားရမ်းမှုကို မြန်မာနိုင်ငံရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုကော်မရှင်၏ အတည်ပြုချက်ရရှိမှသာ ရပ်စဲ၊ အဆုံးသတ်ပြီးဖြစ်ရမည်။ မြေသို့ပြန်လည်ဝင်ရောက်သည့် အခွင့်အရေးများသည် ဤမြေငှားစာချုပ်ပါ "မြေငှားရမ်းသူ" က "မြေငှားချထားခြင်းခံရသူ" ထံမှ ရရှိမည့်အခွင့်အရေးများနှင့် တောင်းဆိုပိုင်ခွင့်များကို မထိခိုက်စေရ။

၁၀။ (က) ဤမြေငှားစာချုပ် သက်တမ်းကာလအတွင်း မလွန်ဆန်နိုင်သော ဖြစ်ရပ်များကြောင့် ငှားရမ်းသုံးစွဲမှုကို ထိခိုက်ဆုံးရှုံးစေလျှင် "မြေငှားချထားခြင်းခံရသူ"သည် "မြေငှားရမ်းသူ" သို့ နစ်နာဆုံးရှုံးမှုအတွက် လျော်ကြေးတောင်းခွင့်မရှိစေရ။ မလွန်ဆန်နိုင်သောဖြစ်ရပ်ဆိုသည်မှာ သဘာဝအလျောက်ကြုံတွေ့သည့်ရေဘေး၊ လေဘေး၊ မီးဘေး၊ မြေငလျင်ဘေးစသည်များအပြင်၊ နိုင်ငံတော်အစိုးရ၏ ကန့်သတ်တားမြစ်ချက်များ၊ တရားဥပဒေစိုးမိုးရေးနှင့် ငြိမ်ဝပ်ပိပြားမှု ပျက်ပြယ်ခြင်း၊ စစ်ဖြစ်ခြင်း၊ သပိတ်မှောက်ခြင်းစသည်တို့နှင့် စာချုပ်ဝင်တစ်ဖက်ဖက်က လိုအပ်သော သတိဝီရိယနှင့် ဆောင်ရွက်စေကာမူ မလွန်ဆန် မကျော်လွှားနိုင်သည့် အလားတူဖြစ်ရပ်များကို ဆိုလိုသည်၊

(ခ) ထိုသို့ မလွန်ဆန်နိုင်သောဖြစ်ရပ် ပေါ်ပေါက်ပါက ယင်းဖြစ်ရပ်ဖြစ်ပေါ်သည့် အချိန်မှ(၁၄)ရက်အတွင်း "မြေငှားချထားခြင်းခံရသူ" သည် "မြေငှားရမ်းသူ" သို့ ချက်ချင်းစာဖြင့်ရေးသားအကြောင်းကြားရမည်။ "မြေငှားရမ်းသူ" က လက်ခံအတည်ပြုလျှင် မလွန်ဆန်နိုင်သော ဖြစ်ရပ်မြောက်ပြီး၊ မြေအသုံးချခွင့်နှင့် တိုက်ရိုက်သက်ဆိုင်သော ဖြတ်တောက်ကာလအပိုင်းအခြားအတွက် မြေငှားရမ်းခကို သက်သာခွင့်ပြုနိုင်သည်၊

၁၁။ ဤသဘောတူစာချုပ်နှင့်ပတ်သက်၍ အငြင်းပွားမှု တစ်စုံတစ်ရာပေါ်ပေါက်ပါက နှစ်ဦးနှစ်ဖက်ပြေလည်စွာညှိနှိုင်းဖြေရှင်းရမည်။ ထိုသို့ဖြေရှင်း၍မရပါက ဥပဒေနှင့်အညီ သက်ဆိုင်ရာစီရင်ပိုင်ခွင့်ရှိသော တရားရုံး၏ဆုံးဖြတ်ချက်ကို ခံယူရမည်။

၁၂။ ဤမြေငှားစာချုပ်တွင် မူလက မမျှော်မှန်းထားသော အခြေအနေတစ်ရပ်ရပ် (သို့မဟုတ်) အနေအထားတစ်ရပ်ရပ် ဖြစ်ပေါ်လာပါ၍ ဤမြေငှားစာချုပ်ကို ပြင်ဆင်ရန် (သို့မဟုတ်) ပြောင်းလဲရန်ပေါ်ပေါက်လာသည့်အခါ နှစ်ဖက်စာချုပ်ဝင်တို့သည် သင့်လျော်သည့်ပြင်ဆင်ခြင်း၊ ပြောင်းလဲခြင်းနှင့် ဖြည့်စွက်ခြင်းများဆောင်ရွက်နိုင်ရန် သဘောရိုးဖြင့် ညှိနှိုင်းဆွေးနွေးရမည်။

၁၃။ ဤမြေငှားစာချုပ်ကို အောက်ပါအကြောင်းတစ်ရပ်ရပ် ပေါ်ပေါက်ပါက ရပ်စဲနိုင်သည်-

(က) လုပ်ငန်းတွင် ကြီးမားစွာ ဆက်တိုက်အရှုံးပေါ်ပေါက်နေခြင်း၊

(ခ) ဤစာချုပ်ပါ တာဝန်များနှင့် စည်းကမ်းချက်တစ်ရပ်ရပ်ကို စာချုပ်ဝင်တစ်ဖက်ဖက်ကဆောင်ရွက်ရန်ပျက်ကွက်ခြင်း၊ အဆိုပါပျက်ကွက်မှုအတွက် ပျက်ကွက်ခြင်းမရှိသည့် စာချုပ်ဝင်မှကုစားပေးရန် အကြောင်းကြားစာပေးပို့သည့်နေ့မှ ရက်ပေါင်း ၉၀ (ကိုးဆယ်) အတွင်းပျက်ကွက်သူက ကုစားပေးရန်ပျက်ကွက်ခြင်း၊

(ဂ) ကြိုတင်မမျှော်မှန်းနိုင်သည့်အပြင် တားဆီးခြင်းလည်းမပြုနိုင်သော မလွန်ဆန်နိုင်သော ဖြစ်ရပ်များသည် တစ်ဆက်တည်း (၆)လထက် ကျော်လွန်ဖြစ်ပွားခြင်း၊

(ဃ) လုပ်ငန်း၏မူလရည်မှန်းချက်များကို အကောင်အထည်ဖော်နိုင်စွမ်း မရှိတော့ခြင်း၊

(င) မြန်မာနိုင်ငံသားများ ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုဥပဒေနှင့်အညီ မြန်မာနိုင်ငံရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုကော်မရှင်သို့တင်ပြ၍ နှစ်ဦးနှစ်ဖက် သဘောတူညီချက်ဖြင့် မြေငှားစာချုပ်ကို ရပ်စဲခြင်း၊

(စ) စာချုပ်သက်တမ်းကုန်ဆုံးခြင်း၊

၁၄။ ဤမြေငှားစာချုပ်တွင် မျှော်မှန်းမထားသောအခြေအနေများ ပေါ်ပေါက်လာခြင်းကြောင့် မြေငှားစာချုပ်ကို ပြင်ဆင်ရန်လိုအပ်ပါက မြေငှားစာချုပ်ဝင်များသည် နှစ်ဦးနှစ်ဖက်စာဖြင့် သဘောတူညီနိုင်းကြပြီး မြန်မာနိုင်ငံရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုကော်မရှင်သို့ တင်ပြ၍ သဘောတူညီချက်ရယူပြီးနောက် စာဖြင့်ရေးသား၍ ပြင်ဆင်ရမည်။ ထို့သို့ပြင်ဆင်ချက်များကို ဤမြေငှားစာချုပ်၏ အစိတ်အပိုင်းတစ်ရပ်အဖြစ် ပါဝင်သည်ဟု မှတ်ယူရမည်။

၁၅။ မြေငှားစာချုပ်ဝင် တစ်ဦးတစ်ဖက်စီက အခြားတစ်ဦးတစ်ဖက်အား ၎င်းသည် ပြည်ထောင်စုသမ္မတမြန်မာနိုင်ငံတော်၏ တရားဥပဒေများအရဖွဲ့စည်း၍ အခွင့်အာဏာအပ်နှင်းခြင်းခံရသော

တရားဝင်ရပ်တည်ခွင့်ရှိသူဖြစ်ပြီး၊ ၎င်းတွင် ဤမြေငှားစာချုပ်ကိုချုပ်ဆိုရန် အလို့ငှာ လုပ်ပိုင်ခွင့်၊ အာဏာ၊ ခိုင်မာသော ဘဏ္ဍာရေးရပ်တည်မှုနှင့် အခွင့်အာဏာရှိသူဖြစ်ကြောင်း ကိုယ်စားပြု အာမခံချက်ပေးပါသည်။

၁၆။ ဤမြေငှားစာချုပ်ကို ဆောင်ရွက်ရန်နှင့် အကောင်အထည်ဖော်ရန် အလို့ငှာ ပြည်ထောင်စု သမ္မတမြန်မာနိုင်ငံတော်၏ သက်ဆိုင်ရာ အစိုးရအာဏာပိုင်များထံမှ လိုအပ်သော သဘောတူ ခွင့်ပြုချက်များ ရရှိမှုပေါ်မူတည်သည်။

၁၇။ ဤမြေငှားစာချုပ်ဝင်များသည် ပြည်ထောင်စုသမ္မတမြန်မာနိုင်ငံတော်၏ တရားဥပဒေ များ၊ လုပ်ထုံးလုပ်နည်းများ၊ စည်းကမ်းများ၊ ညွှန်ကြားချက်များ၊ကျင့်ထုံးများနှင့်အညီ ဤမြေငှား စာချုပ်ကြောင့်ဖြစ်ပေါ်လာသော ဆောင်ရွက်ရန်တာဝန်များကို အကောင်အထည်ဖော် ဆောင် ရွက်ရမည်။

၁၈။ ဤမြေငှားစာချုပ်သည် ၎င်းမြေငှားစာချုပ်ကို စာချုပ်ဝင်နှစ်ဦး နှစ်ဖက်လက်မှတ်ရေးထိုး သည့်နေ့မှနှစ်ပေါင်း ၅၀ (ငါးဆယ်) စေ့ရောက်ချိန်တွင် သက်တမ်းကုန်ဆုံးမည်ဖြစ်သည်။

၁၉။ ဤမြေငှားစာချုပ် သက်တမ်းကုန်ဆုံးပြီးနောက်တွင် ဆက်လက် မြေငှားရမ်းမည်ဆိုပါက မြေငှားစာချုပ်သက်တမ်းမကုန်ဆုံးမီ ၆ (ခြောက်) လ အတွင်း ကြိုတင်ညှိနှိုင်း၍ မြေငှားစာချုပ် သက်တမ်းတိုးမြှင့်ပေးရေးဆိုင်ရာ စည်းမျဉ်းစည်းကမ်း၊ နှုန်းထားများနှင့်အညီ မြေငှားစာချုပ် သက်တမ်းကို မြန်မာနိုင်ငံရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုကော်မရှင်၏ခွင့်ပြုချက်ဖြင့် သက်တမ်း တစ်ကြိမ်လျှင် (၁၀) နှစ်နှင့် နောက်ထပ် (၂) ကြိမ်သက်တမ်းတိုးမြှင့်ခွင့်ပြုနိုင်သည်။

၂၀။ ဤမြေငှားစာချုပ် သက်တမ်းတိုးမြှင့်ခြင်းမှာ မြန်မာနိုင်ငံရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုကော်မရှင်၏ အတည်ပြုချက်ရရှိမှသာ အတည်ဖြစ်သည်။

၂၁။ ဤမြေငှားစာချုပ်သက်တမ်းကုန်ဆုံးချိန် (သို့မဟုတ်) ရပ်စဲချိန်တွင် "မြေငှားချထားခြင်း ခံရသူ" က ဆောက်လုပ်ထားသည့် ဆိပ်ခံတံတား၊ အဆောက်အဦများ၊ မြေနှင့် ကုန်ကိုင်တွယ် စက်ကရိယာများအပါအဝင် မရွှေ့မပြောင်းနိုင်သည့်ပစ္စည်းများအားလုံးကို ကောင်းမွန်စွာ ထိန်းသိမ်းထားသောအနေအထားအတိုင်းအဖိုးစားနားမပါဘဲ "မြေငှားရမ်းသူ" ပိုင်ပစ္စည်းအဖြစ် လွှဲပြောင်းပေးရမည်။ အကယ်၍ "မြေငှားရမ်းသူ" မှ ၎င်းအဆောက်အဦများအားလုံးကိုသော် လည်းကောင်း၊ တစ်စိတ်တစ်ဒေသကိုသော်လည်းကောင်း လက်ခံရန်ဆန္ဒမရှိလျှင် ထိုသို့ လက်ခံ နိုင်ခြင်းမရှိကြောင်း ညွှန်ကြားသည့် အဆောက်အဦများကို "မြေငှားချထားခြင်းခံရသူ" ၏ ကုန်ကျစရိတ်ဖြင့် လုံးဝဖယ်ရှားပေးရမည်။

"မြေငှားချထားခြင်းခံရသူ" သည် ရွှေ့ပြောင်းနိုင်သော ပစ္စည်းများအားလုံးကို စာချုပ်သက်တမ်းကုန်ဆုံးသည့်နေ့ (သို့မဟုတ်) စာချုပ်ရပ်စဲသည့်နေ့မှ ၆(ခြောက်)လအတွင်း မိမိ၏ စရိတ်ဖြင့် ဖယ်ရှားပေးပြီး၊ အဆိုပါ ပစ္စည်းများကို ပြန်လည်ပိုင်ဆိုင်ခွင့် အခွင့်အရေးရှိစေရမည်။

၂၂။ ဤမြေငှားစာချုပ်ဝင်များအကြား စာဖြင့်ရေးသားဆက်သွယ်ရန်လိပ်စာမှာ အောက်ပါအတိုင်းဖြစ်သည်-

အမှုဆောင်အရာရှိချုပ်
မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင်
အမှတ်(၁၀)၊ ပန်းဆိုးတန်းလမ်း၊ ကျောက်တံတားမြို့နယ်၊ ရန်ကုန်တိုင်းဒေသကြီး။
ဖက်(စ်)အမှတ် - ၂၄၆၇၈၁

နှင့်

မန်နေဂျင်းဒါရိုက်တာ
Green Alliance Energy Co., Ltd.
အမှတ်(၈)၊ ဓမ္မစေတီလမ်းနှင့် ဗားကရာလမ်းထောင့်၊ စမ်းချောင်းမြို့နယ်၊
ရန်ကုန်မြို့။
ဖက်(စ်)အမှတ် -

သက်သေထင်ရှားစိမ့်သောငှာ၊ စာချုပ်ချုပ်ဆိုရာတွင် ပါဝင်သူများသည် အထက်ဖော်ပြပါ ( ) ရက်နေ့၊ မတ်လ၊ ၂၀၁၆ ခုနှစ်တွင် ဤမြေငှားစာချုပ်ကို လက်မှတ်ရေးထိုးကြပါသည်။

မြေငှားရမ်းသူ	မြေငှားချထားခြင်းခံရသူ (ကိုယ်စား)
ကျော်မြင့်	ဒေါက်တာဇော်မင်းအောင်
အမှုဆောင်အရာရှိချုပ်	မန်နေဂျင်းဒါရိုက်တာ
မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင်	Green Alliance Energy Co., Ltd.

အသိသက်သေများ

အမည် -	အမည် -
ရာထူး -	ရာထူး -
ဌာန - မြန်မာ့ဆိပ်ကမ်းအာဏာပိုင်	ဌာန - Green Alliance Energy Co., Ltd.

ပုံတွဲ (၁)

သီလဝါဆိပ်ကမ်း ဖွံ့ဖြိုးရေးစီမံကိန်း တည်နေရာပြပုံ

